

5.9. ТЕХНОЛОГІЯ БУРІННЯ ПОХИЛО-СКЕРОВАНИХ, ГОРИЗОНТАЛЬНИХ ТА БАГАТОВИБІЙНИХ СВЕРДЛОВИН

Буріння похило-скерованих, горизонтальних та багатовибійних свердловин, так само як і буріння вертикальних свердловин, пов'язане з формуванням вертикальної ділянки свердловини або тієї початкової ділянки від гирла свердловини до місця початку її викривлення. Технологія проходження вертикальних стовбурів для свердловин різних траєкторій однакова і спрямована на попередження їх самовільного викривлення (див. розділи 5.5 та 5.6).

Особливості технологій буріння похило-скерованих, горизонтальних та багатовибійних свердловин полягають в їх примусовому викривленні у заданому напрямку і в постійному контролюванні та керуванні траєкторією свердловин з метою виконання проектних завдань.

У даному розділі розглядаються вузлові питання технології буріння похило-скерованих, горизонтальних і багатовибійних свердловин, що стосуються насамперед їх примусового викривлення, контролю і коректування траєкторій, виконання геофізичних робіт у свердловинах.

5.9.1. КОМПОНОВКИ НИЗУ БУРИЛЬНОГО ІНСТРУМЕНТУ ДЛЯ КЕРУВАННЯ НАПРЯМКОМ СТОВБУРА СВЕРДЛОВИНИ

У практиці буріння застосовують різні КНБК для проходження відповідних інтервалів похило-скерованих, горизонтальних і багатовибійних свердловин. Досвід використання компоновок для керування напрямком стовбура свердловини на нафтогазових родовищах і площах колишнього СРСР узагальнений ВНДІБТ.

КНБК для безорієнтованого набору зенітного кута використовують у разі наявності стабільного положення азимута стовбура свердловини при початковому зенітному куті не менше 3°.

При *турбінному бурінні* свердловин найбільш поширені компоновки, які включають долото, калібратор і турбобур. Відхиляюча сила в таких компоновках виникає через великий зазор між корпусом турбобура і стінкою свердловини. Калібратор або центратор виконує функції опори, яка сприяє реалізації маятникового ефекту.

При *ротаторному бурінні* ПСС використовують подібні компоновки з одним або декількома ОЦЕ.

Для малоінтенсивного збільшення зенітного кута при бурінні ПСС на нафтових родовищах Республіки Комі (Росія) використовують такі КНБК:

долото діаметром 295,3 мм; перехідник діаметром 203 мм і довжиною 0,5—0,7 м; калібратор МК-295,3; турбобур 2ТСШ-240;

долото діаметром 295,3 мм; перехідник діаметром 203 мм і довжиною 0,5—0,7 м; калібратор МК-295,3; 203-мм ОБТЗ довжиною 100 м;

долото діаметром 215,9 мм; перехідник діаметром 178 мм і довжиною 0,5 м; ТРС-215,9 (МК-215,9); турбобур 3ТСШ-195; 178-мм ОБТ довжиною 50 м;

долото діаметром 295,3 мм; перехідник діаметром 203 мм і довжиною 0,5—0,7 м; калібратор МК-295,3; 203-мм ОБТ довжиною 3—5 м; сталева бурильна труба діаметром 140 мм і довжиною 12 м; 203-мм ОБТЗ;

долото діаметром 215,9 мм; перехідник діаметром 178 мм і довжиною 0,5 м; ТРС-215,9 (МК-215,9); 178-мм ОБТ довжиною 75 м;

долото діаметром 215,9 мм; калібратор МК-215,9; 178-мм ОБТ довжиною 2,5—2,8 м; калібратор МК-215,9; 178-мм ОБТ довжиною 2—3 м; калібратор МК-215,9; 178-мм ОБТ.

Інтенсивність збільшення zenітного кута при бурінні КНБК залежить від zenітного кута викривлення свердловини, а також від властивостей розбурюваних порід. Максимальна середня по інтервалу буріння інтенсивність збільшення zenітного кута становить 0,44 град/10 м при бурінні долотом діаметром 295,3 мм і 0,41 град/10 м при бурінні 215,9-мм долотом.

При бурінні *електробурами* застосовують такі КНБК для безорієнтованого набору zenітного кута у свердловинах із zenітним кутом понад 15°:

долото діаметром 295,3 мм; 295,3 або 293,7-мм калібратор; електробур Е240; телеметрична система; 178-мм ОБТ довжиною 8—10 м; бурильні труби;

долото діаметром 215,9 мм; подовжувач довжиною 0,5 м; 215,9 або 214,3-мм калібратор; стабілізатор наддолотний з плаваючим центратором; електробур Е190 (Е185) з телесистемою; 178-мм ОБТ довжиною 25—50 м; бурильні труби;

долото діаметром 215,9 мм; 215,9-мм калібратор; подовжувач довжиною 0,5 м; 210 мм стабілізатор наддолотний; електробур Е190 (Е185); 178-мм ОБТ довжиною 25—50 м; бурильні труби.

З допомогою перших двох компоновок можна досягти інтенсивності набору zenітного кута 0,4—0,5 град/10 м, а останньою — у межах 0,1—0,2 град/10 м.

Зі збільшенням зносу калібратора інтенсивність набору zenітного кута зменшується. При безорієнтованому наборі zenітного кута на величину інтенсивності також впливає zenітний кут викривлення свердловини, стан нижньої радіальної опори вибійного двигуна та інші фактори. Тому при використанні таких КНБК потрібно контролювати величину зносу калібратора та після 50—70 м проходки проводити вимірювання інклінометром.

Орієнтовані КНБК призначені для керування zenітним і азимутальним кутами викривлення стовбура свердловини при бурінні вибійними двигунами. На рис. 5.132 показані, за рекомендаціями ВНДІБТ, схеми орієнтованих КНБК. Їх вибір здійснюється залежно від геологічних умов буріння, прогнозованого стану стовбура та вимог до точності викривлення.

Компоновка (рис. 5.132,а) включає долото, короткий вибійний двигун з перекошеними осями приєднувальних різьб та ОБТ. Кут перекошування осей різьб перехідника становить 1°30'—3° при довжині ОБТ 12—25 м.

Для компоновки (рис. 5.132,б) секції турбобура рекомендується з'єднувати під кутом 0°30'—1°30'. Довжина ОБТ при цьому не регламентується.

У компоновці з турбінним відхилювачем (рис. 5.132,в) рекомендується калібратор встановлювати безпосередньо над долотом. Кут перекошування осей приєднувальних різьб відхилювача становить 1—2°.

Компоновка (рис. 5.132,г) включає долото, відхилювач, перехідник з перекошеними осями приєднувальних різьб і бурильні труби. При збиранні такої компоновки увігнуті сторони перехідника і відхилювача мають бути обернені в одну сторону. Кут перекошування різьб перехідника рекомендується приймати рівним 1—2°.

У компоновці (рис. 5.132,д), яка включає долото, турбобур, відхилювач Р1 та бурильні труби, кут перекошування різьби відхилювача у місці з'єднання з турбобуром рекомендується приймати рівним 1°30'—3°.

Компоновка (рис. 5.132,е) з металевою накладкою на корпусі турбобура приєднується до бурильних труб або ОБТ за допомогою перехідника з перекошеними різьбами (кут перекошування 1—2°).

У компоновці (рис. 5.132,є) з металевою або гумовою накладкою на ніпелі відсутні перекошені елементи. Довжина перехідника на шпинделі турбобура має бути не більше 0,3 м.

Для збільшення інтенсивності викривлення свердловини в усіх компоновках вибійний двигун (турбобур) нормальної довжини може бути замінений на коротший.

У стійких геологічних розрізах рекомендується використовувати компоновки, показані на рис. 5.132,а—в, а коли очікується значне розширення стовбура свердловини, ті компоновки, що показані на рис. 5.132,г,д. Компоновки з накладками на вибійному двигуні (рис. 5.132,е,є) потрібно застосовувати для інтенсивності викривлення не більше 1 град/10 м.

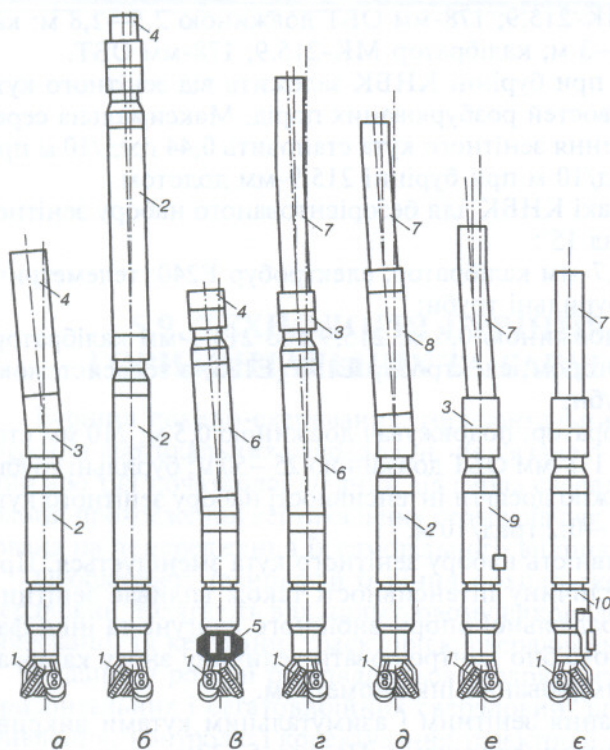


Рис. 5.132. Схема орієнтованих КНБК:

1—долото; 2—вибійний двигун; 3—кривий перехідник; 4—ОБТ; 5—наддолотний калібратор; 6—турбінний відхилювач; 7—бурильні труби; 8—відхилювач Р1; 9—турбобур з металевою накладкою; 10—турбобур з металевою або гумовою накладкою на ніпелі

КНБК можуть включати також наддолотний калібратор.

Довжина ОБТ, розміщеної над викривленим перехідником, становить 6—12 м. Над компоновкою змонтовані бурильні труби із діамантітного сплаву Д16Т діаметром 129, 147 мм або телеметрична система.

За довжиною направляючої секції, тобто частини компоновки від долота до викривлено-го перехідника, всі КНБК для набору зенітного кута свердловини можна поділити на дві групи. До *КНБК із пружною направляючою секцією* належать компоновки, у яких викривлений перехідник розміщений над вибійним двигуном або секцією турбобура. У *компоновках із жорсткою направляючою секцією* викривлений перехідник встановлений безпосередньо над шпинделем.

Найбільший об'єм буріння із використанням орієнтованих КНБК першої групи проводиться долотами діаметрами 295,3 і 393,7 мм.

У своїх працях Н.А. Григорян і Т.Н. Бікчурін, відзначаючи змінну інтенсивність збільшення зенітного кута свердловини при бурінні компоновками з жорсткою направляючою секцією типу ТО як основну причину подібної роботи КНБК називають змінну за величиною відхиляючу силу на долоті, під дією якої здійснюється фрезерування стінки свердловини бічною поверхнею долота.

Інші спеціалісти (Ю.М. Наумов, Г.Г. Шинкевич, А.Г. Калінін, 1983 р.) вважають, що інтенсивність викривлення свердловини, а також розбіжність фактичної кривизни свердловини з проектною обумовлені невідповідністю геометрії КНБК її розрахунковим розмірам.

У практиці буріння похило-скерованих та горизонтальних свердловин на родовищах Росії для набору зенітного кута застосовують такі КНБК:

долото діаметром 295,3 мм; одна секція турбобура ТСШ-240 (А9ГТШ, Т12РТ-240); викривлений перехідник; ОБТ діаметром 178 або 203 мм;

долото діаметром 295,3 мм; турбінний відхилювач ТО2-240;

долото діаметром 215,9 мм; гвинтовий двигун Д3-172 або Д5-172; викривлений перехідник; ОБТ діаметром 178 мм;

долото діаметром 215,9 мм; турбінний відхилювач ТО2-195;

долото діаметром 215,9 мм; шпиндель-відхилювач ШО1-195; одна або дві турбінні секції турбобура діаметром 195 мм;

долото діаметром 215,9 мм; шпиндель гвинтового двигуна (Д3-172, Д5-172), викривлений перехідник; робоча пара двигуна;

долото діаметром 215,9 мм; шпиндель гвинтового двигуна (Д2-195); викривлений перехідник, робоча пара двигуна;

долото діаметром 215,9 мм; шарнірний вибійний двигун-відхилювач ОШ-172; шарнір сферичного типу;

долото діаметром 190,5 мм; турбінний відхилювач ТО-172.

Більшість дослідників схиляється до думки, що на роботу компоновок із пружною направляючою секцією істотно впливають такі фактори, як, наприклад, фактичний діаметр свердловини, поточні діаметри долота і наддолотного калібратора, радіальний люфт вала шпинделя вибійного двигуна, діаметр і тип бурильних труб, розміщених над компоновкою, розташування КНБК у свердловині по відношенню до її апсидальної площини.

Значний досвід використання орієнтованих КНБК накопичений при бурінні ПСС на нафтових родовищах Західного Сибіру. На основі промислових даних встановлена залежність зміни інтенсивності зенітного кута i_α від величини цього кута α :

$$i_\alpha = a_0 - a_1 \alpha^2, \quad (5.134)$$

де a_0 , a_1 — емпіричні коефіцієнти (табл. 5.41).

Таблиця 5.41

Значення емпіричних коефіцієнтів формули (5.134)

Діаметр долота, мм	Типорозмір турбобура	Кут перекосу кривого перехідника, град	Максимальний зенітний кут, град	Емпіричні коефіцієнти	
				a_0 , град/10 м	$a_1 \cdot 10^4$, 1/(10 м · град)
295,3	ЗТСШ-240 (1 секція)	3,75	56,5	1,60	5,0
		3,00	52,0	1,35	2,0
		2,50	49,0	1,20	5,0
		2,00	45,0	1,00	5,0
295,3	Т12МЗБ-240	3,00	56,0	1,56	5,0
		2,50	52,0	1,38	5,0
		2,00	49,0	1,20	5,0
349,2	Т12МЗБ-240	3,00	64,0	1,46	3,5
		2,50	59,0	1,22	3,5
		2,00	53,5	1,00	3,5

Орієнтовані КНБК при бурінні електробуром включають долото, наддолотний калібратор, електробур із вмонтованим між шпинделем і електродвигуном механізмом викривлення (див. розділ 2.4.4, том 1), телеметричну систему, бурильні труби. Важлива перевага таких компоновок полягає у наявності телеметричної системи, яка забезпечує інформацію про зенітний та азимутальний кути викривлення свердловини, напрямок дії відхилювача, а також про роботу долота і електробура.

У табл. 5.42 наведені, за А.Г. Калініним, Б.О. Нікітіним, К.М. Солодким і Б.З. Султановим, відомості про інтенсивність викривлення свердловин при бурінні електробурами та орієнтованими КНБК з різними механізмами викривлення.

Зарубіжними фірмами при бурінні похило-скерованих і горизонтальних свердловин поряд із компоновками, що є аналогами орієнтованих КНБК, використовуються **спеціальні відхиляючі системи** із змінним кутом згину викривленого перехідника на вибої, з подвійним згином корпусу, з децентраторами.

Створення нових конструкцій доліт, за допомогою яких з'явилася можливість здійснювати буріння кількох спряжених ділянок профілю свердловини з різною кривизною або буріння свердловини без заміни долота, привело до необхідності розробки і впровадження відхиляючих систем для буріння ділянок свердловини з різною геометрією. Такі відхиляючі системи за-

стосовують разом із вибійним вимірювальним комплексом, призначеним для контролю за параметрами стовбура свердловини, напрямом долота і параметрами режиму буріння.

Таблиця 5.42

**Інтенсивність викривлення свердловини
при використанні КНБК із різними механізмами викривлення**

Діаметр долота, мм	Тип електрорура	Довжина, мм		Інтенсивність викривлення стовбура (град/10 м) для механізму викривлення з кутом перекосу		
		від долота до механізму викривлення	від механізму викривлення до перехідника електрорура	1°	1,5°	2°
393,7	E250-8	2902	10765	—	0,12	0,85
349,2	E250-8	2828	10765	—	0,73	1,47
295,3	E250-8	2798	10765	0,79	1,53	2,27
295,3	E240-8	2833	11230	0,63	1,34	2,05
269,9	E240-8	2823	11230	0,99	1,70	2,41
269,9	E215-8М	2818	11755	0,67	1,29	1,98
244,5	E215-8М	2817	11755	0,96	1,65	2,33
215,9	E185-8	2572	10475	1,00	1,77	—
190,5	E170-8М	2765	10043	1,23	2,01	—
190,5	E164-8М	2765	10210	1,12	1,89	—

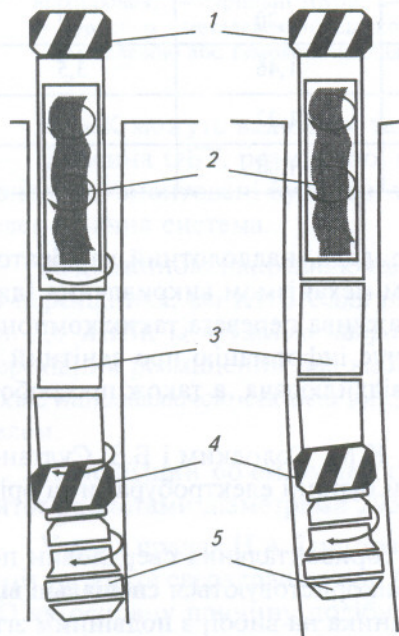


Рис. 5.133. Схема гвинтового вибійного двигуна з подвійним згином корпусу:
1, 4—відповідно верхній та нижній центратори; 2—секція вибійного двигуна;
3—відхилювач з подвійним згином;
5—долото

Відхиляюча система з подвійним згином корпусу містить гвинтовий гідравлічний вибійний двигун і шпindel, корпус якого виготовлений з подвійним згином, причому напрямом одного згину протилежний напрямку іншого.

Загальний кут згину змінюється від 0,13 до 0,78° (рис. 5.133). Для передачі обертального моменту на долото вал вибійного двигуна має в місці згину U-подібний шарнір. У верхній і нижній частині вибійного двигуна розміщені ОЦЕ.

При використанні відхиляючої системи з подвійним згином корпусу ексцентриситет бурильної колони є меншим, ніж у разі з використанням звичайної компоновки з одним викривленим перехідником. Тому стає можливим обертання двигуна протягом тривалого часу, якщо не виникає потреби відхилити свердловину від початкового напрямку. Під час буріння прямолінійної ділянки стовбура свердловини бурильну колону обертають ротором з частотою 60—100 об/хв. Оскільки обертання колони перешкоджає дії відхиляючої сили у будь-якій визначеній точці, стовбур свердловини формується прямолінійним.

Для того, щоб відхилити свердловину від прямолінійного напрямку, гвинтовий двигун орієнтується відповідно до показань системи контролю. При подальшому бурінні положення відхилювача не змінюють. Долота, які

використовуються з системою, мають забезпечити ефективне руйнування гірських порід у всьому інтервалі запланованого буріння. Крім цього, конструкція долота має забезпечувати ефективне буріння як прямолінійних, так і викривлених ділянок стовбура свердловини. Полікристалічні алмазні долота виявились найбільш ефективними при бурінні з гвинтовими двигунами у гірських породах від м'яких до середніх. Шарошкові долота також можуть використовуватися із системою, хоча термін їхньої служби менший у порівнянні з полікристалічними алмазними долотами.

Чергуючи роторний і орієнтований з допомогою гвинтового вибійного двигуна способи буріння, можна здійснювати буріння свердловини із складним профілем за один рейс без зміни КНБК.

При використанні відхиляючих систем з подвійним згином корпусу на площі Олвін-Нарт при бурінні долотами діаметром 311 мм у нижніх палеоценових і крейдяних відкладах виявлені істотні недоліки такої технології буріння ПСС (G. Delafon, 1989 р.), а саме:

- важко передбачити, в якому напрямку відхиляюча система буде викривляти стовбур свердловини при роторному способі буріння. Тому частіше доводилося проводити буріння в орієнтованому (з допомогою гвинтового двигуна) способі. Під час орієнтованого буріння спостерігалися безсистемні коливання вибійного двигуна. Навіть недовготривале довбання для коректування азимута було менш ефективним у порівнянні із звичайним відхилювачем;

- швидкість буріння була нижчою у порівнянні з традиційною технологією за рахунок режимного обмеження, пов'язаного з характеристикою гвинтового двигуна;

- мала місце також тенденція щодо формування стовбура свердловини спіральної форми, через що багато часу доводилося витрачати на проробку стовбура свердловини.

Було також відзначено, що застосування звичайної технології буріння ПСС на площі Олвін-Нарт у порівнянні із застосуванням відхиляючої системи дає такі переваги:

- високі механічні швидкості буріння;

- збільшення ресурсу долота за рахунок відсутності відхиляючої сили на долоті;

- формування якісного стовбура свердловини;

- виключення проробок стовбура свердловини.

Відхиляюча система з децентраторами (R. Feenstra, A.W. Kamp, 1984 р.) містить у собі вибійний двигун з долотом, центратором і децентратором, розміщеним на корпусі вибійного двигуна між долотом і центратором.

За іншою схемою децентратор може розміщуватися над центратором.

Призначення децентратора — створення відхиляючої сили на долото.

Ця відхиляюча система так само, як і відхиляюча система з подвійним згином корпусу, може використовуватися при роторно-орієнтованому способі буріння ПСС.

Оскільки цей спосіб буріння повністю ґрунтується на реалізації відхиляючої сили на долоті, останнє повинне мати здатність руйнувати гірську породу в поперечному напрямку.

На відміну від відхиляючої системи з двома згинами у відхиляючій системі з децентратором дуже малий кут перекосу долота у свердловині, тому діаметр стовбура свердловини при роторному способі збільшується незначно. Відхиляюча система з децентратором має ті самі недоліки, що й відхиляюча система з двома згинами.

Через відсутність досить надійних телесистем з безпроводним каналом зв'язку роторно-орієнтований спосіб буріння з використанням відхиляючих систем з подвійним згином корпусу вибійного двигуна і з децентраторами у практиці буріння похило-скерованих і горизонтальних свердловин в країнах СНД не застосовується. Переважно використовуються компоновки з одним викривленим перехідником. У деяких випадках, наприклад, при забурюванні нового стовбура свердловини у верхній частині КНБК встановлюють додатковий викривлений перехідник або центратор.

КНБК для орієнтованого набору зенітного кута при бурінні горизонтальних свердловин основані на використанні турбобурів та гвинтових двигунів.

При *турбінному способі буріння* використовують турбобури-відхилювачі типів ТО і ТО2 діаметрами 172, 195 та 240 мм. Їх технічна характеристика наведена у табл. 2.122 (див. розділ 2.4.1, том 1).

Мінімальний радіус кривизни свердловини, необхідний для вписування турбобурів-відхилювачів діаметрами 172, 195 та 240 мм становить відповідно 190, 380 та 430 м. Тому турбінні відхилювачі використовують тільки при бурінні ділянок набору зенітного кута за великим радіусом кривизни.

При бурінні *гвинтовими вибійними двигунами типу ДГ* можна забезпечити ефективне проходження ділянок набору зенітного кута за середніми та малими радіусами кривизни.

Це зумовлено кращою у порівнянні з турбобурами енергетичною характеристикою гвинтових двигунів та меншою їх довжиною. Технічна характеристика гвинтових двигунів ДГ наведена у табл. 2.125 (див. розділ 2.4.2, том 1).

На рис. 5.134 та 5.135 показані схеми КНБК, які використовуються в Росії для буріння горизонтальних свердловин.

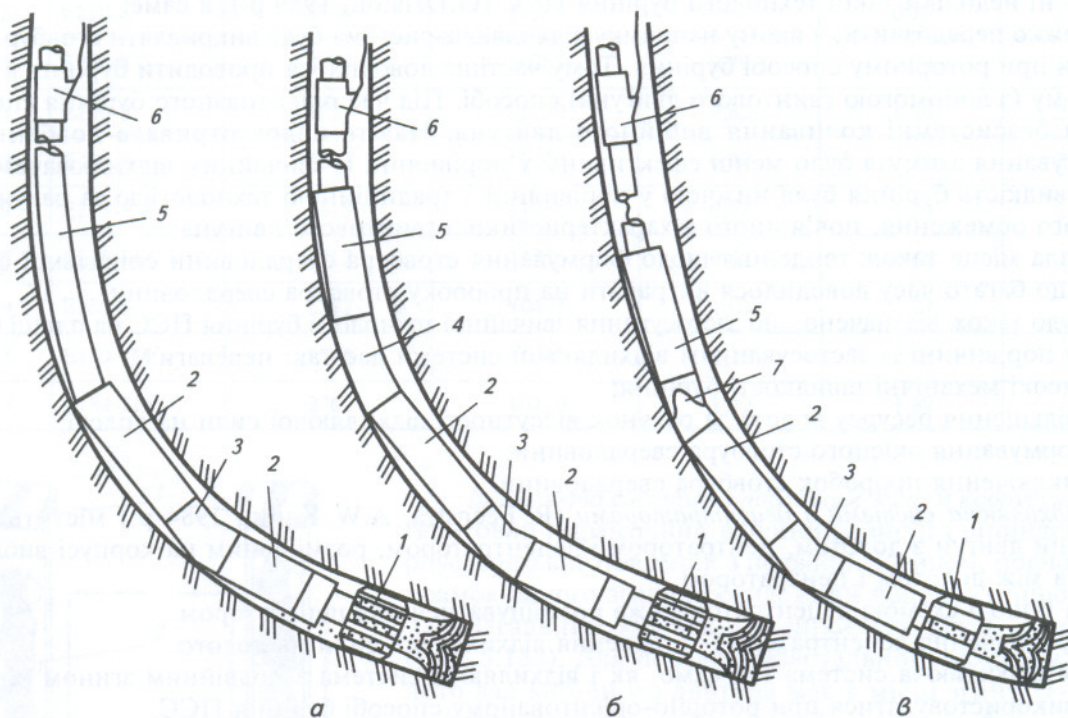


Рис. 5.134. Схеми відхиляючих компоновок:

а, б—з одним та двома викривленими перехідниками; *в*—з одним викривленим перехідником та шарнірним пристроєм:

1—калібратор; 2—секція вибійного двигуна; 3—викривлений перехідник; 4—додатковий викривлений перехідник; 5—телеметрична система; 6—перехідник для вводу геофізичного кабелю всередину бурильної колони; 7—шарнір

Компоновка з одним викривленим перехідником (рис. 5.134,*а*) застосовується для набору зенітного кута за великим радіусом кривизни і включає, як правило, турбобур-відхилювач ТО або шпіндель-відхилювач ШО.

Компоновка з двома викривленими перехідниками (рис. 5.134,*б*) використовує як відхилювач гвинтовий двигун (в основному ДГ-172), що дозволяє збільшувати зенітний кут свердловини за середнім радіусом кривизни (150–200 м).

КНБК з одним та двома викривленими перехідниками використовуються для буріння горизонтальних свердловин в районах Західного Сибіру, Оренбурга та ін.

Компоновка з викривленим перехідником та шарнірним пристроєм над секцією гвинтового двигуна (рис. 5.134,*в*) використовується для набору зенітного кута за малим радіусом кривизни (до 50–60 м) в районах Західного Сибіру, Краснодарського краю, Поволжя. За такою схе-

мою підбирають КНБК із гвинтовими двигунами ДГ-95 та ДГ-108, які використовують для буріння додаткових стовбурів із низькодебітних експлуатаційних нафтових і газових свердловин.

Компоновка з додатковими опорними елементами (рис. 5.135) призначена для зменшення радіусу кривизни ділянки. З цією метою над вибійним двигуном встановлюють центратор, а в окремих випадках на корпусі вибійного двигуна зі сторони, протилежної напрямку згину викривленого перехідника, закріплюють два опорних елементи. Кожний з цих елементів виконаний у вигляді планки, причому один з них встановлюють на викривленому перехіднику, а інший — на верхній частині вибійного двигуна.

На рис. 5.136 показана схема КНБК, яка, за даними D.Kerr, забезпечує високу інтенсивність набору зенітного кута при бурінні горизонтальних свердловин із середнім радіусом викривлення. Її особливість полягає у використанні ОЦЕ у вигляді концентричної втулки на корпусі гвинтового двигуна.

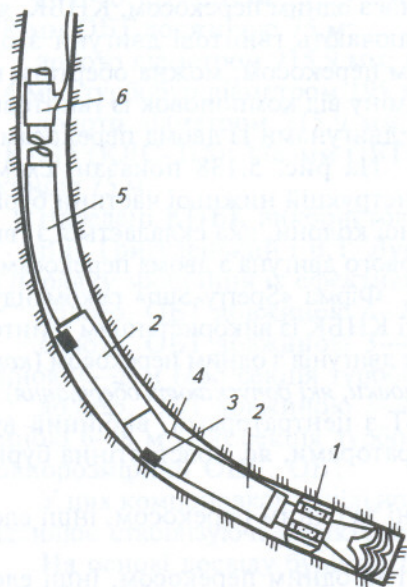


Рис. 5.135. Схема відхиляючої КНБК із додатковими опорними елементами:
1—калібратор; 2—секція вибійного двигуна; 3—додатковий опорний елемент; 4—викривлений перехідник; 5—телеметрична система; 6—перехідник для вводу геофізичного кабелю всередину бурильної колони

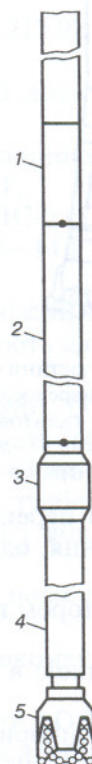


Рис. 5.136. Схема КНБК для набору зенітного кута викривлення при бурінні горизонтальних свердловин:
1—кривий перехідник; 2—гвинтовий двигун; 3—опорний елемент; 4—шпindel; 5—долото

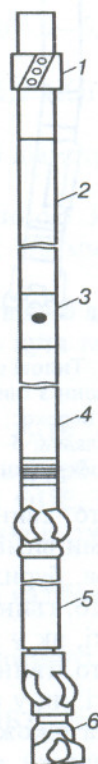


Рис. 5.137. Схема комплексної КНБК для набору зенітного кута викривлення стовбурів при бурінні горизонтальних свердловин

На рис. 5.137 показана схема КНБК (G.Basico) для набору зенітного кута з середніми радіусами викривлення свердловини від 90 до 150 м. До КНБК входять: зонд компенсаційного нейтрон-нейтронного каротажу — 1; засоби інклінометрії та телеметрії — 2; датчики навантаження і обертового моменту на долото — 3; апаратура компенсаційного двозондового каротажу опору — 4; керований вибійний двигун — 5; долото — 6. Діаметр стовбура свердловини досягає до 311,2 мм, інтенсивність набору зенітного кута становить 2,6—6,6 град/10 м. Для буріння використовують низькошвидкісні гвинтові двигуни з високим обертовим моментом.

Траєкторію свердловини контролюють системою телеметрії як складової частини комплексної КНБК.

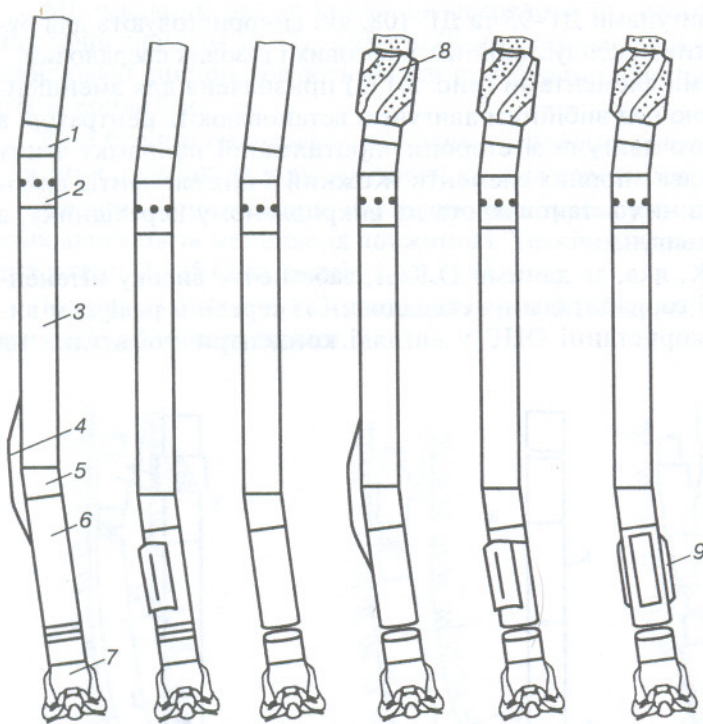


Рис. 5.138. Типові схеми конструкцій нижньої частини бурильної колони з гвинтовим двигуном із двома перекосами:
1—верхній перекос; 2—перепускний клапан; 3—гвинтовий двигун;
4—накладка; 5—нижній перекас; 6—шпindelь; 7—долото;
8—верхній центратор; 9—нижній центратор

долото, гвинтовий двигун з одним перекосом, одна ОБТ з центраторами, вибійний вузол системи вимірювань у процесі буріння, одна ОБТ з центраторами, яс, товстостінна бурильна труба, бурильні труби;

долото, гвинтовий двигун з центратором в нижній частині та одним перекосом, інші елементи такі, як у попередній КНБК;

долото, гвинтовий двигун з накладкою в нижній частині та одним перекосом, інші елементи такі, як у попередніх КНБК.

Фірма також рекомендує КНБК із використанням гвинтових двигунів із двома перекосами (компоновки, які не допускають обертання):

долото, гвинтовий двигун із двома перекосами, одна ОБТ з центраторами, вибійний вузол системи вимірювань у процесі буріння, одна ОБТ із центраторами, яс, товстостінна бурильна труба, бурильні труби;

долото, гвинтовий двигун із двома перекосами і нижньою накладкою та верхнім центратором, інші елементи такі, як у попередній КНБК;

долото, гвинтовий двигун із двома перекосами і верхнім центратором, інші елементи такі, як у попередніх КНБК;

долото, гвинтовий двигун із двома перекосами та довгою лопатевою накладкою в нижній частині, інші елементи такі, як у попередніх КНБК.

КНБК для стабілізації напрямку свердловини призначена для проходження інтервалів похило-скерованих та горизонтальних свердловин з постійними зенітним та азимутальним кутами. При бурінні тангенціальних ділянок свердловин використовують неорієнтовані компоновки з ОЦЕ, кількість і місце розташування яких визначають за спеціальними методиками (див. наприклад, розділ 5.5) або на основі досвіду буріння у відповідних умовах.

Методика вибору параметрів КНБК для стабілізації зенітного кута свердловини може бути реалізованою з допомогою моделі (5.74)—(5.77). У даному разі за статичний критерій

Фірмою «Sperry-Sun» (США) для набору зенітного кута при бурінні горизонтальних свердловин пропонуються КНБК із гвинтовими двигунами, які мають один або два перекуси (нижній — у з'єднанні шарніра вала за рахунок зігнутого корпусу двигуна; верхній — між робочою секцією двигуна і перепускним клапаном). Верхній перекус може бути постійним або регульованим.

Використання гвинтових двигунів із двома перекусами забезпечує вищу інтенсивність набору зенітного кута компоновкою, ніж для двигунів з одним перекусом. КНБК, які включають гвинтові двигуни з одним перекусом, можна обертати на відміну від компоновок із гвинтовими двигунами із двома перекусами.

На рис. 5.138 показані схеми конструкцій нижньої частини бурильної колони, яка складається з гвинтового двигуна з двома перекусами.

Фірма «Sperry-Sun» рекомендує такі КНБК із використанням гвинтових двигунів з одним перекусом (компоновки, які допускають обертання):

розташування ОЦЕ приймається умова мінімуму за абсолютною величиною поперечної сили на долоті.

При бурінні ПСС на нафтових родовищах Республіки Комі (Росія) використовують такі стабілізуючі КНБК:

долото діаметром 295,3 мм; калібратор МК-295,3 або КЛС-295,3; 203-мм ОБТ довжиною 5,5—6,2 м; МК-295,3 (КЛС-295,3); 203-мм ОБТ довжиною 100 м;

долото діаметром 295,3 мм; 203-мм ОБТЗ довжиною 3,0—3,5 м; МК-295,3 (КЛС-295,3); 203-мм ОБТЗ довжиною 100 м;

долото діаметром 295,3 мм; перехідник довжиною 0,5 м; МК (КЛС) діаметром 290—292 мм; турбобур діаметром 240 мм; 203-мм ОБТ довжиною 25 м;

долото діаметром 295,3 мм; МК-295,3 (КЛС-295,3); 203-мм ОБТ довжиною 4,0—4,2 м; МК-295 (КЛС-295); 203-мм ОБТ довжиною 14—15 м; МК-295 (КЛС-295); 203-мм ОБТ довжиною 100 м;

долото діаметром 215,9 мм; МК-215,9 (КЛС-215,9); 178-мм ОБТ довжиною 4,0—6,2 м; МК-215,9 (КЛС-215,9); 178-мм ОБТ;

долото діаметром 215,9 мм; 178-мм ОБТЗ довжиною 2—3 м; МК-215,9 (КЛС-215,9); 178-мм ОБТ довжиною 75 м;

долото діаметром 215,9 мм; перехідник довжиною 0,5—0,7 м; МК (КЛС) діаметром 213—214 мм; турбобур діаметром 195 мм; 178-мм ОБТ;

долото діаметром 215,9 мм; МК-215,9 (КЛС-215,9); 178-мм ОБТ довжиною 3,8—4,0 м; МК-215 (КЛС-215); 178-мм ОБТ довжиною 14,3—14,8 м; МК-214 (КЛС-214); 178-мм ОБТ довжиною 75 м.

Наведені КНБК використовують для стабілізації зенітних кутів у межах від 10 до 35°.

В.Г. Григулецький і В.Т. Лук'янов пропонують для стабілізації зенітного кута такі КНБК (в порядку зростання їх ефективності):

долото, ОБТ довжиною 4—8 м (або турбобур), ОЦЕ, ОБТ;

долото, ОБТ довжиною 3—4 м (або секція турбобура), повнорозмірний ОЦЕ, ОБТ довжиною 6—8 м (або секція турбобура), повнорозмірний ОЦЕ, ОБТ (або секція турбобура);

долото, ОБТ довжиною 3—4 м (або секція турбобура), повнорозмірний ОЦЕ, ОБТ довжиною 6—8 м (або секція турбобура), ОЦЕ, ОБТ довжиною 8—10 м (або секція турбобура), повнорозмірний ОЦЕ, ОБТ.

У цих компоновках доцільно встановлювати повнорозмірний наддолотний калібратор, який підсилює стабілізуючі характеристики КНБК.

На основі досвіду буріння ПСС Н.Рабіа рекомендує для стабілізації зенітного кута таку компоновку:

долото, наддолотний перехідник, немагнітна ОБТ, стабілізатор, три ОБТ, стабілізатор, необхідна довжина ОБТ, товстостінна бурильна труба, бурильні труби.

Фірма «Speggy-Sun» рекомендує типову жорстку компоновку для стабілізації зенітного кута свердловини, яка вміщує три або більше стабілізаторів. Стабілізатори розміщують на невеликій відстані (3—9 м) один від одного. Діаметр і розташування стабілізаторів вибирають з умов зменшення нахилу долота і бокової сили на долоті.

КНБК для зменшення зенітного кута свердловини призначена для проходження відповідних інтервалів ПСС. Принцип дії безорієнтованої КНБК для зменшення зенітного кута оснований на реалізації ефекту випрямляючої сили (рис. 5.82).

Розрахунок параметрів КНБК для зменшення зенітного кута викривлення свердловини може бути виконаний за моделлю (5.74)—(5.77). При цьому статичний критерій вибирається з умови реалізації випрямляючої сили на долоті, величина якої визначає інтенсивність зменшення зенітного кута і уточнюється за промисловими даними.

В.Г. Григулецький і В.Т. Лук'янов рекомендують для зменшення зенітного кута використовувати гладкі маятникові компоновки або з одним ОЦЕ, розташованим на відстані 18—27 м.

К.В. Іогансен для зменшення кривизни рекомендує використовувати КНБК з одним центратором, діаметр та місце розташування якого вибирається залежно від діаметра долота, способу буріння і зенітного кута викривлення свердловини (табл. 5.43).

КНБК для зменшення зенітного кута викривлення стовбура свердловини

Діаметр долота, мм	Діаметр ОЦЕ, мм	Діаметр ОБТ (турбобура), мм	Відстань від торця долота до місця встановлення ОЦЕ (м) при зенітному куті викривлення, град					
			5	7	10	15	20	30
Роторне буріння								
393,7	380	245-203	29	26	24	22	20	18
295,3	280	229-203	22	21	20	18	16	15
215,9	206	178	17	16	14	13	12	11
190,5	180	146	16	15	14	13	12	11
161	155	146	12	11	10	9	8	7
Турбінне буріння								
393,7	380	324*	25	23	21	19	18	16
		240	27	25	23	20	19	17
295,3	280	240	21	19	17	16	15	14
215,9	206	195	14	13	12	11	10	9
190,5	180	172	13	12	11	10	9	8

* Діаметр кожуха на турбобурі діаметром 240 мм.

За Н. Rabia, для буріння ділянок зменшення зенітного кута викривлення стовбура свердловини рекомендується компоновка: долото, немагнітна ОБТ, стабілізатор, ОБТ необхідної довжини, товстостінна бурильна труба, бурильні труби.

Фірма «Sperry-Sun» рекомендує типову компоновку для зменшення зенітного кута викривлення, яка включає три ОЦЕ. Інтенсивність зменшення зенітного кута регулюється місцем розташування та діаметром ОЦЕ над долотом. Зі збільшенням відстані ОЦЕ від долота інтенсивність падіння зенітного кута збільшується. Звичайно відстань між долотом та першим ОЦЕ становить біля 9 м. Відстані між другим і першим та третім і другим ОЦЕ приймається однаковою і рівною біля 9 м.

5.9.2. ВИБІР ТА РОЗРАХУНОК КОМПОНОВОК НИЗУ БУРИЛЬНОГО ІНСТРУМЕНТУ ДЛЯ НАБОРУ ЗЕНІТНОГО КУТА СВЕРДЛОВИНИ

Вибір КНБК для орієнтованого набору зенітного кута здійснюється залежно від необхідної інтенсивності викривлення, особливостей геологічного розрізу та очікуваного стану стовбура свердловини. Важливу роль при цьому має також досвід використання відхиляючих КНБК у даних умовах.

Компоновки з кривим перехідником і турбінним відхилювачем рекомендується застосовувати при бурінні свердловин у стійких геологічних розрізах із незначною кавернозністю стовбура.

Компоновки з кривим перехідником відрізняються простотою збирання та експлуатації, а компоновки з турбінними відхилювачами дозволяють підвищити інтенсивність набору зенітного кута і показники роботи доліт.

Компоновки з накладкою на корпусі вибійного двигуна, а також компоновки з ексцентричним ніпелем використовують у тих випадках, коли необхідна невисока інтенсивність викривлення стовбура свердловини (не більше 1 град/10 м).

Компоновки з відхилювачем Р-1 можна використовувати тоді, коли очікується значна кавернозність стовбура свердловини.

Для буріння ділянок набору кривизни з середніми та малими радіусами викривлення використовують *компоновки на базі гвинтових двигунів типу ДГ* (з двома викривленими перехідниками, з викривленим перехідником та шарнірним пристроєм, з додатковими опорними елементами).

У таких випадках краще використовувати вибійний двигун з меншим діаметром та довжиною. Енергетичні параметри вибійного двигуна і його габаритні розміри взаємозв'язані. З

одного боку, потрібно мати такі енергетичні параметри вибійного двигуна, при яких забезпечується ефективне руйнування гірської породи, а з іншого — відхиляюча КНБК має вільно проходити по викривленому стовбуру свердловини. Перша задача вирішується за рахунок збільшення габаритних розмірів вибійного двигуна, а друга — за рахунок їх зменшення. Тому вибір вибійного двигуна при бурінні похило-скерованих і горизонтальних свердловин вимагає компромісу між цими вимогами.

Розрахунок геометричних розмірів КНБК для орієнтованого набору зенітного кута виконують залежно від вибраної схеми компоновки та заданої інтенсивності викривлення стовбура свердловини.

Для *турбінних жорстких відхилювачів* основні геометричні розміри компоновки зв'язані з величиною інтенсивності викривлення i (град/10 м) залежністю

$$i = \frac{3600 \sin(\delta - \beta)}{\pi (l_1 + l_2)}, \quad (5.135)$$

де δ — кут перекоосу валів турбінного відхилювача;

β — кут нахилу нижнього плеча відхилювача до осі свердловини,

$$\beta = \arctg \frac{D_d - D_v}{2l_1};$$

D_d, D_v — діаметри долота і відхилювача (турбобура);

l_1 — довжина нижнього плеча відхилювача (від торця долота до перерізу вигину перехідника відхилювача);

l_2 — довжина верхнього плеча відхилювача (від перерізу вигину перехідника відхилювача до верхнього торця перехідника з ножами).

Формула (5.135) дає змогу визначити один з невідомих геометричних розмірів при заданих інтенсивності викривлення та інших геометричних розмірах.

Для *жорсткої компоновки з кривим перехідником над вибійним двигуном* залежність між інтенсивністю викривлення та геометричними розмірами визначається подібною формулою

$$i = \frac{3600 \sin(\delta - \beta + \beta_1)}{\pi (l_t + l_{обт})}, \quad (5.136)$$

$$\text{де } \beta = \arctg \frac{D_d - D_v}{2l_t};$$

β_1 — кут нахилу ОБТ до осі свердловини,

$$\beta_1 = \arctg \frac{D_v - D}{2l_{обт}};$$

D — зовнішній діаметр ОБТ;

l_t — довжина від торця долота до верхнього торця турбобура;

$l_{обт}$ — довжина встановлених над кривим перехідником ОБТ.

Для *компоновки з відхилювачем Р-І* розрахунок геометричних розмірів здійснюється за формулою

$$i = \frac{3600 \sin(\delta - \beta - \beta_n + \beta_1)}{\pi (l_t + l_{обт})}, \quad (5.137)$$

де δ — кут перекошування нижньої різьби відхилювача;

β_n — кутова деформація подовжувача;

β_1 — кут перекоосу подовжувача.

Кутова деформація подовжувача від дії згинаючого моменту M , осрової стискувальної сили G та рівномірно розподіленого навантаження від ваги подовжувача визначається за формулою

$$\beta_n = \arctg \frac{4f_n}{(1-\lambda)l_{\text{обт}}},$$

$$\text{де } f_n = \frac{Ml_{\text{обт}}^2}{16EI} - \frac{5q_n l_{\text{обт}}^4}{384EI} \left(1 - \frac{\rho_p}{\rho}\right) \sin \alpha;$$

$$M = \frac{G_\tau l_\tau}{2} \left(1 - \frac{\rho_p}{\rho}\right) \sin \alpha + Fl_\tau;$$

$$\lambda = \frac{Gl_{\text{обт}}^2}{\pi^2 EI};$$

f_n — стріла прогину подовжувача;

EI — жорсткість на згин подовжувача;

q_n — вага погонного метра подовжувача;

ρ_p, ρ_m — густина відповідно бурового розчину і матеріалу подовжувача;

α — зенітний кут викривлення стовбура свердловини;

G_τ — вага вибійного двигуна з долотом;

F — відхиляюча сила на долоті.

Геометричні розміри компоновки з ексцентричним ніпелем або накладкою на корпусі вибійного двигуна розраховують за формулою

$$i = \frac{3600 \sin(\beta' + \beta'')}{\pi l_\tau}, \quad (5.138)$$

$$\text{де } \beta' = \arcsin \frac{h}{l_2};$$

$$\beta'' = \arcsin \frac{D_B + 2h - D_d}{2l_1};$$

h — товщина накладки;

D_B — діаметр відхилювача (турбобура);

l_1 — відстань від торця долота до найбільшого перерізу накладки;

l_2 — відстань від найбільшого перерізу накладки до верхнього перехідника турбобура.

Товщина накладки є основним параметром, що визначає інтенсивність викривлення стовбура свердловини. Її максимальне значення h_{max} обмежується умовою проходження компоновки по стовбуру свердловини

$$h_{\text{max}} = (2D_c - D_d - D_B) \frac{l_\tau - l_1}{2l_1}. \quad (5.139)$$

Перевірочний розрахунок відхиляючих КНБК зводиться до перевірки умов пружних деформацій компоновки та її прохідності у прямолінійному стовбурі свердловини. В окремих випадках перевіряють також умову запуску турбобура.

На рис. 5.139 показана розрахункова схема для перевірки проходження відхиляючих компоновок у прямолінійному стовбурі свердловини.

Нижче, за А.Г. Калініним, наведені умови перевірочних розрахунків цих КНБК.

Для компоновки з кривим перехідником над вибійним двигуном (рис. 5.139, а):

умова пружних деформацій

$$\sigma = \frac{3EDa_1}{2l^2} < \sigma_\tau; \quad (5.140)$$

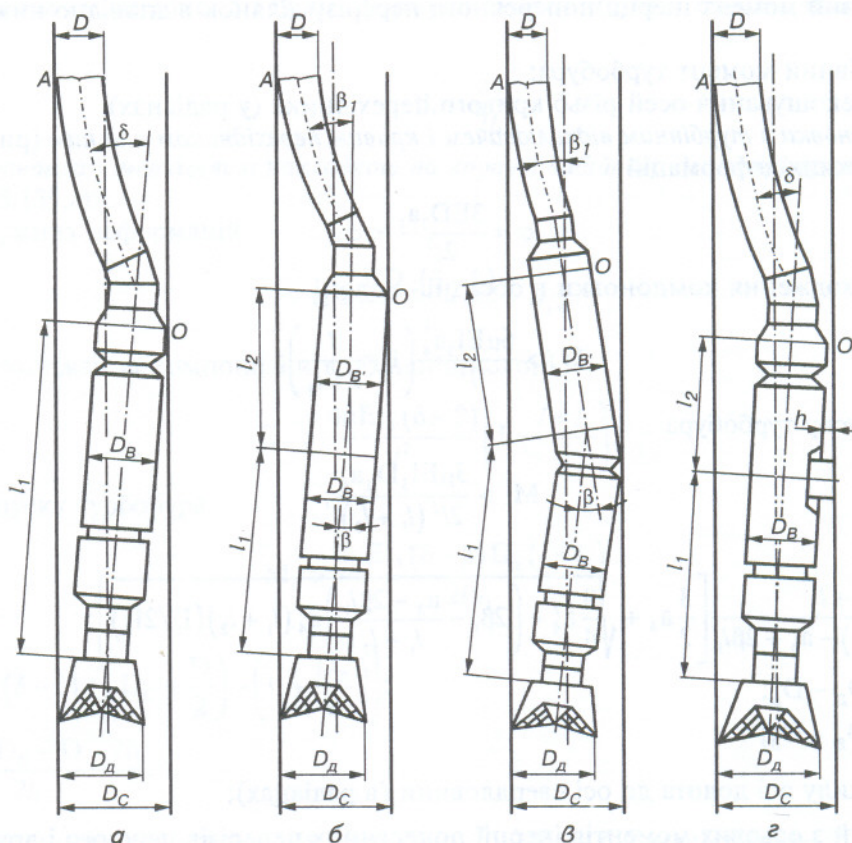


Рис. 5.139. Розрахункова схема для перевірки проходження КНБК у прямолінійному стовбурі свердловини: а—компоновка з кривим перехідником; б—компоновка з турбінним відхилювачем і кривим перехідником над ним; в—компоновка з відхилювачем Р-1; г—компоновка з металевою накладкою на корпусі вибійного двигуна і кривим перехідником над ним

умова проходження компоновки в обсадній колоні

$$G_k > \frac{6\mu EI_2 a_1}{l^3} \left(1 + \frac{l}{l_1} \right); \quad (5.141)$$

умова запуску турбобура

$$M_r > \frac{3\mu EI_2 D_d a_1}{2l^2 l_1}, \quad (5.142)$$

$$\text{де } l = \frac{1}{2\delta - \frac{a_2}{l_1}} \left[\frac{3}{2} a_1 + \sqrt{\frac{9}{4} a_1^2 + 2 \left(2\delta - \frac{a_2}{l_1} \right) a_1 l_1 \frac{l_2}{l_1}} \right];$$

$$a_1 = 2D_C - D_B - D;$$

$$a_2 = 2D_C - D_d - D_B;$$

σ — максимальні напруження згину;

E, σ_T — модуль пружності і межа текучості матеріалу;

G_k — вага відхиляючої компоновки;

μ — коефіцієнт тертя ковзання компоновки по обсадній колоні;

I_1, I_2 — осьовий момент інерції поперечного перерізу ділянок відповідно нижче і вище відхилювача;

M_r — гальмівний момент турбобура;

δ — кут перекошування осей різьб кривого перехідника (у радіанах).

Для компоновки з турбінним відхилювачем і кривим перехідником над ним (рис. 5.139,б):
умова пружних деформацій

$$\sigma = \frac{3ED_3a_1}{2l^2} < \sigma_r; \quad (5.143)$$

умова проходження компоновки в обсадній колоні

$$G_k > \frac{6\mu EI_3 a_4}{l^3} \left(1 + \frac{l}{l+l_2} \right); \quad (5.144)$$

умова запуску турбобура

$$M_r > \frac{3\mu EI_3 D_d a_4}{2l^2 (l_1 + l_2)}, \quad (5.145)$$

$$\text{де } l = \frac{l_1 + l_2}{2\beta_1 (l_1 + l_2) - a_3 + 2\beta l_1} \left[\frac{3}{2} a_4 + \sqrt{\frac{9}{4} a_4^2 + \left(2\beta_1 - \frac{a_3 - 2\beta l_1}{l_1 + l_2} \right) a_4 (l_1 + l_2) (I_1^*/2I_3)} \right];$$

$$a_3 = 2D_C - D_d - D'_B;$$

$$a_4 = 2D_C - D_B - D'_B;$$

β — кут нахилу осі долота до осі свердловини (в радіанах);

I_1^* — менший з осьових моментів інерції поперечних перерізів першого і другого пліч;

I_3 — осьовий момент інерції поперечного перерізу труб, встановлених над вибійним двигуном.

Розрахункова схема (рис. 5.139,б) і формули (5.143)—(5.145) справедливі при виконанні умови

$$\beta < \frac{a_2}{2l_1}.$$

Для компоновки з відхилювачем Р-І (рис. 5.139,в):

умова пружних деформацій

$$\sigma = \frac{3EDa_4}{2l^2} < \sigma_r; \quad (5.146)$$

умова проходження компоновки в обсадній колоні

$$G_k > \frac{6\mu EI_2^* a_4}{l^3} \left(1 + \frac{l}{l_1} \right); \quad (5.147)$$

умова запуску турбобура

$$M_r > \frac{3\mu EI_2 D_a a_4}{2l^2 l_1}, \quad (5.148)$$

$$\text{де } l = \frac{1}{2(\beta + \beta_1) - (a_2/l_1)} \left\{ \frac{3}{2} a_4 + \sqrt{\frac{9}{4} a_4^2 + 2[(\beta + \beta_1) - (a_2/l_1)] a_4 l_1 I_2^*/I_1} \right\};$$

I_2^* — менший з осьових моментів інерції поперечних перерізів другого плеча і плеча ОА.

Розрахункова схема (рис. 5.139,в) і формули (5.146)—(5.148) справедливі при виконанні умови

$$\beta_1 > \frac{a_2}{2l_1}.$$

Для компоновки з металевою накладкою на корпусі вибійного двигуна і кривим перехідником над ним (рис. 5.139,г):

умова пружних деформацій

$$\sigma = \frac{ED_3(\delta - \beta)}{l} < \sigma_r; \quad (5.149)$$

умова проходження компоновки в обсадній колоні

$$G_k > \frac{4\mu EI_3(\delta - \beta)}{l^2} \left(1 + \frac{l + l_2}{l_1} \right); \quad (5.150)$$

умова запуску турбобура

$$M_r > \frac{2\mu EI_3(\delta - \beta)D_a(l + l_2)}{2l^2l_1}, \quad (5.151)$$

$$\text{де } l = \frac{3}{\delta - \beta} \left[l_2(\delta - \beta) + \left(D_c - \frac{D}{2} \right) - \left(h + \frac{D_b}{2} \right) \right];$$

$$\beta = \frac{2D_c - D_b - D - 2h}{2l_1}.$$

З використанням розрахункових схем (рис. 5.139) та формул (5.140)—(5.151) можна виконати перевірочний розрахунок поширених типів відхиляючих компоновок.

5.9.3. ОРІЄНТУВАННЯ ВІДХИЛЯЮЧОЇ КОМПОНОВКИ У СВЕРДЛОВИНІ

Орієнтування компоновки полягає у визначенні площини викривлення відхиляючого комплексу в розрахунковому азимуті, який забезпечує відхилення стовбура свердловини в проектному напрямку. Для здійснення цієї операції розроблено велику кількість технічних засобів і допоміжних пристроїв.

Найбільше значення при виборі раціонального способу орієнтування мають зенітний кут свердловини і відстань від її гирла до інтервалу розташування відхиляючих комплексів.

За призначенням орієнтуючі технічні засоби поділяють на три види: для прямого (візуального) і непрямого орієнтування, а також для орієнтування за допомогою телеметричних систем.

Пряме (візуальне) орієнтування здійснюють при відхиленні вертикальної свердловини на незначній глибині, наприклад, при бурінні під кондуктор. Більш простим і надійним є *непряме орієнтування* спеціальними приладами, які спускають усередину бурильних труб до місця розташування відхиляючого пристрою. *Орієнтування за допомогою телеметричної системи* стає можливим при наявності каналу зв'язку між глибинним обладнанням і поверхневими контрольно-вимірювальними системами.

У процесі орієнтування відхиляючого інструменту потрібно:

встановити положення відхиляючого комплексу у свердловині, визначивши напрямок площини дії відхилювача відносно напрямку на північ або напрямку апсидальної площини;

визначити необхідний кут повороту площини дії відхилювача і прокручуванням з поверхні бурильної колони встановити відхиляючий комплекс у заданому напрямку;

провести контрольний замір і переконатися, що напрямок дії відхилювача відповідає заданим параметрам.

Після проведення цих операцій розпочинають буріння свердловини в заданому напрямку за допомогою відхиляючих пристроїв.

У свердловинах, в яких zenітний кут менший 5° , практично неможливо орієнтувати інклінометр у площині викривлення стовбура. Тому в таких свердловинах потрібно орієнтувати відхиляючий інструмент прямим візуванням за допомогою приладів або візуально за мітками, нанесеними на замки і муфти бурильних труб.

У практиці похилого буріння найбільше розповсюдження дістали методи прямого візуального орієнтування відхилювача шляхом спостереження напрямку його дії при спуску інструменту за мітками.

Орієнтування відхиляючого інструменту за мітками, нанесеними на замки і муфти бурильних труб, використовують при забурюванні похилої ділянки у вертикальному стовбурі свердловини. Як правило, відхилювач орієнтують на незначній глибині (до 250 м), внаслідок чого досягається необхідна точність орієнтування.

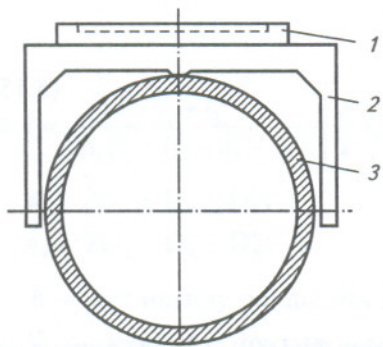


Рис. 5.140. Схема шаблона з рівнем конструкції О.М. Григоряна:
1—рівень; 2—напівхомут-шаблон;
3—бурильна труба

Для здійснення цього способу орієнтування в першу чергу готують бурильний інструмент — наносять мітки на замках бурильних труб по одній твірній. Для цього використовують шаблон з рівнем, вперше запропонованим О.М. Григоряном (рис. 5.140), який складається з напівхомута і рівня, розташованого на верхній полиці напівхомута. В нижній частині напівхомута є вістря, за допомогою якого креслиться лінія по твірній бурильної труби. За накресленою лінією наносять зубилом або наварюванням мітки на замкових з'єднаннях. Всі інші мітки на трубі ліквідують.

Для нанесення міток бурильну трубу викочують на містки і на один із замкових кінців встановлюють шаблон. Повернувши його навколо осі труби, суміщують повітряну бульбашку рівня з центральними поділками на пробірці. В момент суміщення за скосом, положення якого відповідає розміру труби, накреслюють лінію. Після цього шаблон переносять на другий замок труби, стежачи за тим, щоб її положення залишалося незмінним. Шаблон знову встановлюють по той самий бік від осі труби, виводять бульбашку рівня в центральне положення і накреслюють лінію за тим самим скосом. Мітки наносять способом насічки або наварюванням. На буровій треба заготовити стільки труб з мітками, скільки потрібно для спуску відхилювача до вибою свердловини, і додатково 7—8 труб для нарощування в процесі одного рейсу долота.

Орієнтування відхилювача шляхом перенесення міток з бурильних труб на нерухому частину ротора вперше було виконано А.С. Свірським і П.І. Галютою. Вони запропонували стежити за положенням міток на бурильних трубах під час спуску інструменту за допомогою спеціального шаблона типу ОБШС (рис. 5.141).

Орієнтуючий комплекс опускають у такому порядку. Спочатку відхилювач орієнтують у заданому напрямку за міткою, яка є на корпусі відхилювача і яка визначає напрямок його дії. Цю мітку за допомогою універсального шаблона типу ОБШС або шаблона з ручкою переносять на нерухому ділянку ротора і роблять на ній крейдою позначку. Цей напрямок має відповідати заданому відхиленню свердловини. На відхилювач накручують першу свічу, і мітку на ній суміщують із позначкою на роторі. Після цього положення мітки з нижнього замка свічі переносять шаблоном на нерухому ділянку ротора, а позначку на роторі, яка показує напрямок дії відхилювача, витирають. Потім спускають у свердловину першу трубу. На рухому ділянку ротора переносять мітку з верхнього замка першої свічі і шляхом прокручування стола ротора мітки суміщують.

Далі накручують другу свічу, після чого мітку з нижнього замка другої свічі переносять на станину ротора, а попередні позначки витирають. Знову спускають свічу. Такі операції

повторюють доти, поки не спустять останню свічу, а після цього на свічу накручують ведучу трубу. Мітку, яка перенесена з останньої бурильної труби, суміщують з міткою на станині ротора.

Точний поворот кожної колони ротором на необхідний кут важко реалізувати, тому в деяких нафтових районах спуск за цим методом проводять інакше.

До спуску першої бурильної труби у свердловину на ротор за допомогою універсального шаблона переносять положення міток з відхилювача та нижнього замка труби і вимірюють відстань між ними у напрямку від мітки, яка перенесена з труби, до мітки, яка перенесена з відхилювача. Після цього позначки, нанесені на ротор, витирають. Спускають першу трубу, накручують і закріплюють машинними ключами другу трубу. Мітку з верхнього замка першої труби переносять на ротор. Від неї відкладають попередню виміряну величину в тому самому напрямку і ставлять нову позначку — «0». Позначку нижнього замка другої труби переносять на ротор і вимірюють відстань від неї до позначки «0». Позначки знову витирають і спускають наступну трубу.

Ці операції повторюють до кінця спуску відхиляючого інструменту. Положення позначки «0» вкаже напрямок дії відхилювача у свердловині.

Орієнтований спуск інструменту шляхом нанесення хрестоподібних міток був запропонований Р.Н. Матюшиним і Ю.С. Соладтовим. Ці мітки набиваються на бурильну колону без перенесення їх на ротор бурової установки.

У свердловину спускають відхилювач, ставлять його на елеватор і накручують першу свічу бурильної колони. Положення мітки з відхилювача чітко за вертикаллю переносять на нижній замок бурильної труби і набивають на ньому нову мітку, яка відрізняється від попередньої, як показано на рис. 5.142. Далі за допомогою транспортира (рис. 5.143) вимірюють довжину дуги між міткою на бурильній трубі і хрестоподібною міткою у напрямку від першої до другої. При відліку справа наліво «нуль» транспортира суміщують з міткою на трубі, а навпроти щойно нанесеної мітки прочитують по транспортеру відповідну поділку кута.

Відлік кута справа наліво називається прямим, а відлік кута зліва направо — зворотним.

Після вимірювання довжини дуги у свердловину спускають бурильну трубу і ставлять її на клин або елеватор. На верхньому замку спущеної труби від поставленої вже мітки відкладають величину дуги, яка виміряна на нижньому замку цієї самої труби. При цьому потрібно пам'ятати напрямок вимірювання (прямий або зворотний). Навпроти відкладеної величини дуги набивають хрестоподібну мітку.

Накручують наступну бурильну трубу. Цю мітку переносять на нижній замок щойно накрученої труби і набивають на трубі таку саму мітку. Вимірявши довжину дуги між міткою, яка є на замку, і щойно набитою у напрямку від першої до другої, спускають інструмент на довжину накрученої труби. В подальшому при спуску інструменту повторюють всі ці операції в такій самій послідовності. У процесі спуску показання значень транспортира потрібно записувати.

Внаслідок орієнтованого спуску за цим способом уздовж усієї колони бурильних труб по одній твірній набивають хрестоподібні мітки. Положення хрестоподібної мітки по верхньому замку останньої бурильної труби буде характеризувати положення відхилювача у свердловині.

Мітку, яка характеризує положення відхилювача після спуску відхиляючого інструменту, поправляють на величину зміщення положення ребра ведучої труби під час її спуску. Цю мітку наносять на рухому ділянку ротора. Провертанням усієї бурильної колони за допомогою ротора мітку на столі ротора суміщують з міткою проектного напрямку свердловини. При бурінні вибійними двигунами вводять поправку на кут закручування колони від реактивного

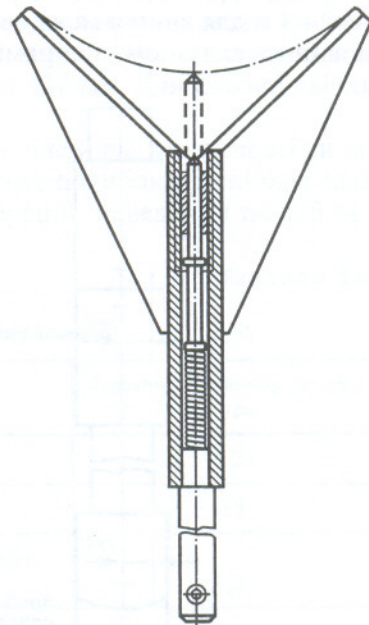


Рис. 5.141. Схема універсального шаблона для переносу міток на ротор типу ОБШС

моменту турбобура або гвинтового двигуна. Інструмент декілька разів піднімають і опускають на 2—3 м для зняття можливих напружень у колоні. Після цього починають відхилення свердловини у вказаному напрямку.

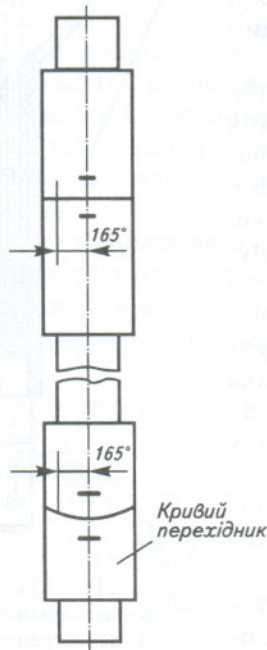


Рис. 5.142. Схема перенесення хрестоподібних міток

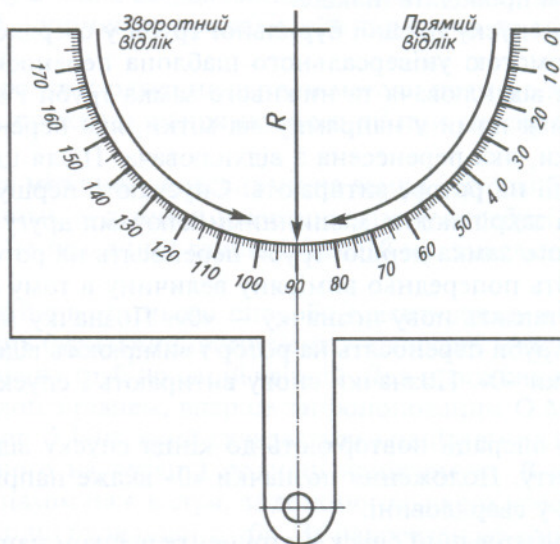


Рис. 5.143. Транспортир для зняття відліку після перенесення міток

Дотримання правил нарощування інструменту при орієнтованому спуску відхилювача має велике значення для точності викривлення свердловини. Найбільш поширеним є спосіб нарощування за мітками.

Перед відкручуванням ведучої труби положення одного з ребер квадрата переносять за допомогою шаблона на нерухому ділянку ротора. З ротора виймають малі вкладиші і підняту верхню бурильну трубу ставлять на елеватор або клини. Далі перевіряють положення цього самого ребра ведучої труби. Якщо сталося зміщення, інструмент повертають у вихідне положення, переносять мітку із замка труби і відмічають її положення позначкою на роторі. Відкручують ведучу трубу, накручують і закріплюють нарощувану трубу. Інструмент знову встановлюють у вихідне положення, суміщуючи позначки на бурильній трубі і роторі. Після цього переносять мітку з нижнього замка щойно добавленої труби на ротор, а інші позначки витирають.

Інструмент спускають на довжину нової труби і ставлять на елеватор або клини. Накручують ведучу трубу, верхню мітку нової труби суміщують з міткою на роторі. Переносять на ротор положення одного з ребер ведучої труби, після чого інструмент опускають і вкладають малі вкладиші ротора. Знову суміщують положення того самого ребра ведучої труби з міткою на роторі. Стіл ротора застопорюють і починають буріння.

Точність орієнтування відхилювача стовбура свердловини у вказаному напрямку залежить від декількох факторів. При всіх методах прямого орієнтування найбільші похибки пов'язані з перенесенням орієнтира на стіл ротора, із визначенням положення площини викривлення осі відхилювача, а також у разі, коли розташування стопорного отвору не дозволяє точно зафіксувати заданий напрямок.

При орієнтованому спуску за мітками похибки виникають при перенесенні міток із труб на ротор у зв'язку з наявністю люфту між бурильною трубою і шаблоном для перенесення міток, неточності перенесення положення ручки шаблона на ротор за допомогою виска, а також

через велику товщину ліній позначок, які робляться крейдою на роторі. Точність підсумовування довжин дуг між суміжними мітками залежить від достовірності нанесення міток на замки бурильних труб. Відомо, що мітки наносяться з точністю до 1 мм, похибка становить для кожної труби 0,5 і 0,6° при замках із діаметрами відповідно 152,4 і 127 мм. Для кожної свічки сумарна похибка зростає у 2 рази.

Кінцеві похибки залежать не тільки від способу орієнтування, але й від ретельності виконання операцій. Найбільш імовірні значення середньоквадратичних похибок σ_i , які одержані багаторазовими вимірюваннями точності виконання окремих операцій, наведені в табл. 5.44.

Таблиця 5.44

**Точність виконання окремих операцій
при прямому орієнтуванні відхилювача у вертикальній свердловині**

Операція	Середньоквадратична похибка σ_i , град
Перенесення мітки з відхилювача або замка труби на станину ротора	1,2
Перенесення положення кута ведучої труби на станину ротора	0,9
Нанесення міток на замках труби по одній твірній із врахуванням похибки взаємного положення міток	1,3
Суміщення міток на трубах з мітками на станині ротора шляхом прокручування бурильної колони	2,1
Перенесення мітки із замка нижньої труби на муфту верхньої труби	0,6
Вимірювання відстані між мітками на замку нижньої труби і нанесення тієї самої відстані на замку верхньої труби	1,1
Вимірювання відстані між мітками на станині ротора і нанесення тієї самої відстані від нової мітки на станині	0,3
Нанесення вертикальних міток на замки суміжних труб за допомогою зубила	1,0
Нанесення на ротор заданого напрямку викривлення свердловини за допомогою шаблона	1,5
Закладання репера на місцевості	0,5
Перенесення напрямку з репера на станину ротора	2,0
Визначення площини дії відхилювача	3,3
Розбіжність стопорного отвору ротора із заданим напрямком	4,0

Сумарна похибка визначається

$$\sigma = \sqrt{\sum_{i=1}^n \sigma_i^2},$$

де n — кількість операцій.

На практиці для оцінки похибки (в градусах) на орієнтований спуск за мітками можна користуватися емпіричною формулою

$$\sigma = 3\sqrt{n}.$$

Розглянуті способи прямого орієнтування інструменту можуть використовуватися при будь-якій глибині спуску відхилювача. Із збільшенням глибини пропорційно до неї збільшуються затрати часу та зменшується точність орієнтування. Тому при глибинах відхилення стовбура

свердловини понад 600—800 м використання цих методів викликає значні труднощі. У цьому разі потрібно застосовувати непрямі методи орієнтування, не пов'язані з використанням колони труб для передачі інформації.

Надійне орієнтування відхиляючої компоновки за допомогою свердловинних приладів забезпечується при зенітному куті стовбура, який перевищує 3° . У цьому разі положення викривленої осі компоновки відносно сторін світу визначається за апсидальною площиною свердловини у точці розташування відхилювача. Напрямок апсидальної площини відповідає азимуту свердловини і визначається шляхом інклінометричних вимірювань, або самоорієнтування, або за попередніми інклінометричними вимірюваннями при бурінні похилої ділянки свердловини.

У більшості нафтових районів дістали розповсюдження інклінометричні методи орієнтування відхилювача в похилих свердловинах:

за допомогою інклінометра з магнітною бусоллю і магнітним перевідником;

за допомогою інклінометра і діамантних бурильних труб.

Бурові бригади проводять орієнтування відхилювача за допомогою самоорієнтованих приладів, які спускаються в бурильні труби. Принцип дії цих приладів ґрунтується на використанні ефекту виска у похилій свердловині.

Орієнтування відхилювача інклінометром і магнітним перевідником ґрунтується на використанні багатоточкових інклінометрів, у яких азимут вимірюється за допомогою електромагнітних бусолей. В цих інклінометрах розрив реохорда магнітної бусолі в похилому стовбурі автоматично орієнтується за азимутом викривлення свердловини. Таким чином, фіксування положення магнітної бусолі у напрямку дії відхиляючої компоновки конструктивно можна добитися, вмонтувавши джерело магнітного потоку в площину викривлення за допомогою спеціального перевідника. За фіксованим положенням магнітної стрілки визначають кут між площиною дії відхилювача і площиною викривлення стовбура свердловини.

Інструмент для орієнтування відхилювача інклінометром з магнітною бусоллю і магнітним перевідником показаний на рис. 5.70 і 5.71 (розділ 5.4.3).

Азимут стовбура свердловини попередньо замірюють в діамантній трубі над магнітним перевідником. Положення відхилювача фіксують відбиттям точки в магнітному перевіднику. Керуючись даними вимірювань, потрібно повернути труби ротором до бажаного положення відхилювача, а потім повторним відбиттям точки виміру перевірити правильність розташування відхилювача. Після цього інклінометр витягують з бурильної колони, відмічають положення інструменту, накручують ведучу трубу, фіксують одне з ребер і після застопорення ротора починають буріння. Азимут площини визначають за формулою

$$A_0 = 360 - \lambda + \varphi,$$

де λ — показання інклінометра при вимірюванні в магнітному перевіднику;

φ — азимут стовбура свердловини при вимірюванні в діамантній трубі.

Орієнтуючи відхилювач за розглянутим методом, потрібно пам'ятати, що місце розриву реохорда магнітної бусолі завжди розташовується в похилому стовбурі за фактичним азимутом свердловини, а положення північного кінця магнітної стрілки задається просторовим положенням магнітного потоку за рахунок колони бурильних труб. На момент виміру стрілка бусолі показує кут повороту відхилювача по відношенню до фактичного азимута свердловини. Цей кут відраховують проти ходу годинникової стрілки, а згідно з цим показання інклінометричного виміру в даній точці будуть дорівнювати куту, на який площина дії відхилювача відстає від фактичного азимута свердловини.

Орієнтування відхиляючої компоновки за допомогою телеметричної системи у вертикальних і похилих свердловинах виконується за типовою схемою операцій при орієнтуванні відхиляючих компоновок

Розглянемо особливість орієнтування відхиляючої компоновки для телесистем СТЕ і СТТ (рис. 5.77, 5.78, розділ 5.4.5).

До початку з'єднання відхилювача з телеметричною системою на нижньому перехіднику її корпусу чітко на верхній твірній ставиться мітка «0», яка відповідає нульовому показанню датчика положення відхилювача (ДПВ). Після збирання відхилювача мітку з верхнього перехід-

ника переносять на нижній перехідник телеметричної системи. Вимірюється кут ω позначки, яка показує напрям згину відхилювача, до мітки «0» телеметричної системи за напрямком руху годинникової стрілки, якщо дивитися зверху вниз (рис. 5.77).

Положення відхилювача у свердловині за допомогою телеметричної системи може контролюватися двома способами, які доповнюють один одного і забезпечують у сукупності контроль за положенням відхилювача на ділянці свердловини з будь-яким zenітним кутом.

На ділянках стовбура свердловини, де zenітний кут більший ніж $3-5^\circ$, положення відхилювача контролюється за допомогою датчика, який чутливий до вектора сили гравітації. Кут вимірюється у площині, перпендикулярній до осі свердловини, і відраховується від вертикальної площини, що проходить через дотичну до осі свердловини. На вертикальних ділянках свердловини показання цього датчика стають невизначеними. Кут положення відхилювача вимірюється в цьому разі шляхом підсумовування сигналів датчика азимута (ДА) і ДПВ у горизонтальній площині. Кут відраховують від магнітного меридіана.

При орієнтуванні відхилювача у стовбурі свердловини із zenітним кутом понад 3° (рис. 5.144) проводяться такі вимірювання:

визначають суму заданого кута встановлення відхилювача β_3 і кута зміщення міток «Відхилювач» і «0» ω , тобто $A = \beta_3 + \omega$;

за рахунок обертання бурильної колони отримують показання цифрового індикатора «Відхилювач», які дорівнюють попередньо обчисленому значенню кута A (якщо кут $A > 360^\circ$, то з нього необхідно вирахувати 360°);

після початку обертання колони, для того, щоб зняти пружні деформації бурильної колони, її декілька разів припіднімають і опускають, контролюючи при цьому за індикатором «Відхилювач» отримане значення (у разі його зміни обертанням колони досягають необхідних показань).

При орієнтуванні відхилювача у вертикальному стовбурі свердловини потрібно (рис. 5.144): обчислити суму $A = \beta_3 + \omega$;

встановити тумблер азимута відхилювача на наземному пульті у верхнє положення;

обертанням бурильної колони за напрямком годинникової стрілки досягти показання цифрового індикатора «Відхилювач», рівним значенню кута A ;

під час буріння підтримувати показання цифрового індикатора «Відхилювач»;

після набору zenітного кута тумблер азимута відхилювача виключити і подальше орієнтування здійснювати для умов похилої свердловини.

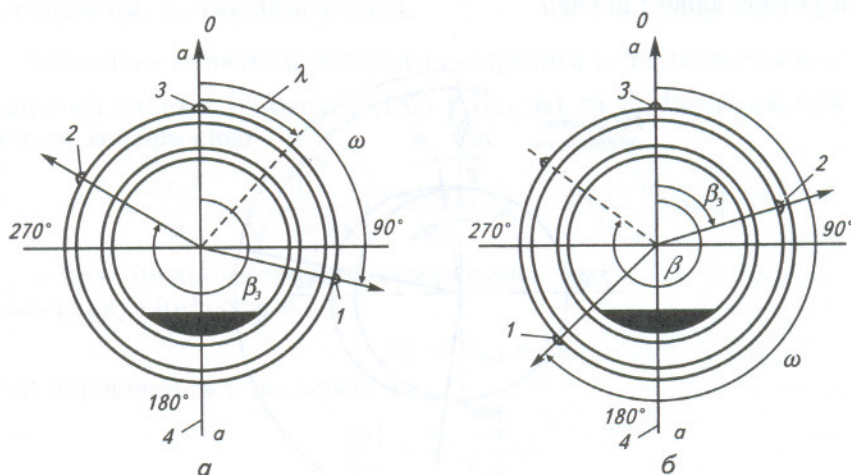


Рис. 5.144. Схема орієнтування відхилювача:

а—при $A > 360^\circ$; б—при $A < 360^\circ$;

1—мітка «0» пристрою глибинного вимірювального (ПГВ); 2—заданий напрямок; 3—мітка відхилювача; 4—апсидальна площина; ω —кут зміщення, що визначається як кут між міткою «0» ПГВ та напрямком згину відхилювача; λ —кут повороту бурильної колони; β —кут встановлення відхилювача; β_3 —заданий кут встановлення відхилювача

Перед початком використання телесистеми проводять інклінометрію нижньої ділянки стовбура свердловини для визначення її зенітного кута і азимута, а також подальшого використання отриманих даних для фіксації реперних точок вибійного зонда відхилювача за допомогою вставного перехідника типу «Зеніт» (див. рис. 5.75, розділ 5.4.3).

Змінюючи положення перемикача на лицевій панелі вимірювального пульта, замірюють положення вибірного первинного перетворювача за шкалою індикатора і за допомогою регулятора встановлюють значення сигналу, яке дорівнює «0».

Залежно від режиму роботи нижня ділянка колони з відхилювачем повертається на деякий кут, величина якого зчитується за стрілочним приладом. Так можна вимірювати кут закручування КНБК.

Для того, щоб розташувати відхилювач в потрібному напрямку, треба докрутити колону до значення «0» на шкалі приладу (рис. 5.145). У процесі буріння «0» на шкалі приладу підтримується обертами ротора вліво і вправо.



Φ_1, Φ_2, Φ_0 — азимут відповідно свердловини, буріння і відхилювача (в даному разі відхилювач потрібно докрутити ротором на кут $\Phi_2 - \Phi_0$)

Використання самоорієнтуючих приладів (Шаньгіна—Кулігіна, Амбарцумова) для орієнтування відхиляючої компоновки у свердловині зводиться до визначення кута між аспидальною площиною і площиною дії відхилювача (див. розділ 5.4.3). Азимут свердловини попередньо вимірюється інклінометром, у зв'язку з чим орієнтування з допомогою цих приладів може здійснюватись при зенітних кутах викривлення свердловин не менше 5°.

На даний час за різних причин (трудомісткість, невисока точність) прилади Шаньгіна—Кулігіна, Амбарцумова в практиці буріння ПСС майже не використовуються.

5.9.4 ПОБУДОВА СТАТИСТИЧНИХ МОДЕЛЕЙ ПЛОСКИХ ІНТЕРВАЛІВ ВИКРИВЛЕННЯ СВЕРДЛОВИН

У процесі проходження ПСС виникає необхідність прогнозування траєкторії, оцінки впливу КНБК і режимних параметрів на характер її зміни. Така задача є важливою для діагностики якості траєкторії свердловини (наприклад, прихваторнебезпечності, див. розділ 8.5, том 5), вибору методів їх коректування — зміною КНБК або режимних параметрів і та ін.

Для прогнозування траєкторії свердловини можуть бути використані детерміновані (див. розділ 5.5.1) і статистичні моделі. Точність детермінованих моделей визначається врахуванням впливових факторів і достовірністю вихідної інформації. Використання детермінованих моделей в умовах реально існуючих невизначеностей може призвести до прийняття хибних рішень. У цьому плані застосування статистичних моделей дозволяє точніше оцінити вплив інформаційних невизначеностей на результати прогнозу та прийняття технологічних рішень.

Первинним джерелом інформації для побудови статистичних моделей інтервалів викривлення свердловин є результати роботи доліт, відомості про режими буріння і компоновку бурильного інструменту, а також дані інклінометрії. Статистичний аналіз цих даних для низки свердловин на площах БУ «Укрбургаз» дозволив запропонувати лінійну регресійну модель плоских інтервалів їх викривлення у вигляді

$$(\alpha/ds)_i = a_0 + a_1 (\alpha/ds)_{i-1} + a_2 F_i + N(m, \sigma^2), \quad (5.152)$$

де $(\alpha/ds)_i$ — інтенсивність зміни зенітного кута в i -й точці інклінометричних вимірювань;

F_i — розрахункова відхиляюча сила на долоті (див. розділ 5.5.3) в i -й точці вимірювань;

s — поточна глибина вздовж стовбура свердловини;

a_0, a_1, a_2 — параметри регресійної моделі;

$N(m, \sigma^2)$ — нормальна випадкова складова із середнім m та дисперсією σ^2 .

Розрахунковими даними у моделі (5.152) є $(\alpha/ds)_i$ та F_i . Інтенсивність зміни зенітного кута обчислюється за формулою

$$\left. \frac{d\alpha}{ds} \right|_i = \frac{1}{\Delta s_{i-1} + \Delta s_i} \left(\frac{\alpha_i - \alpha_{i+1}}{\Delta s_i} \Delta s_{i-1} - \frac{\alpha_{i-1} - \alpha_i}{\Delta s_{i-1}} \Delta s_i \right), \quad (5.153)$$

де $\Delta s_i = s_i - s_{i-1}$ — крок інклінометричних вимірювань.

Для сталого кроку вимірювань

$$\Delta s_i = \Delta s_{i+1} = \Delta s$$

формула (5.153) спрощується і зводиться до

$$\left. \frac{d\alpha}{ds} \right|_i = \frac{\alpha_{i+1} - \alpha_{i-1}}{2\Delta s}. \quad (5.154)$$

Відхиляюча сила F_i на долоті може бути обчислена на основі розв'язку рівняння (5.74) з відповідними граничними умовами (5.75)—(5.77). При цьому слід узяти до уваги важливість адекватного вибору розрахункової моделі.

Параметри регресійної моделі (5.152) визначають із використанням методу найменших квадратів із умови мінімуму залишків

$$\min \left\{ \Phi = \sum_i \left[a_0 + a_1 \left(\frac{d\alpha}{ds} \right)_{i-1} + a_2 F_i - \left(\frac{d\alpha}{ds} \right)_i \right]^2 \right\},$$

звідси система лінійних алгебраїчних рівнянь для їх знаходження

$$\frac{\partial \Phi}{\partial a_j} = 0; \quad j = 0, 1, 2. \quad (5.155)$$

Після визначення за (5.155) параметрів регресійної моделі (5.152) статистичною обробкою залишків

$$\varepsilon_i = \left(\frac{d\alpha}{ds} \right)_i - a_0 - a_1 \left(\frac{d\alpha}{ds} \right)_{i-1} - a_2 F_i$$

будують оцінки математичного сподівання і дисперсії випадкової складової $N(m, \sigma^2)$. Адекватність статистичної моделі (5.152) може бути оцінена перевіркою статистичних гіпотез про нормальний закон розподілу імовірностей залишків ε_i та про рівність нулю їх математичного сподівання.

Для побудови плоскої траєкторії свердловини (в тому числі і прогнозної) послідовність зенітних кутів формується

$$\alpha_i = \alpha_{i-1} + \left(\frac{d\alpha}{ds} \right)_i \Delta s, \quad (5.156)$$

а координати змодельованої послідовності цих точок визначають інтегруванням диференціальних рівнянь траєкторії

$$\frac{dr}{ds} = \sin \alpha; \quad \frac{dz}{ds} = \cos \alpha, \quad (5.157)$$

де r — відхилення від вертикалі;

z — глибина вздовж вертикалі.

Нижче на конкретних прикладах ілюструються особливості побудови статистичних моделей плоских інтервалів викривлення. У прикладі 5.25 розглядається питання вибору адекватної розрахункової схеми для КНБК, які включають ОЦЕ. Приклад 5.26 ілюструє побудову статистичної моделі інтервалу буріння 3170—3500 м св. 106-Новоукраїнка за промисловими даними.

Приклад 5.25. На рис. 5.146 показана розрахункова схема КНБК (долото 295,3 мм висотою 0,3 м; калібратор КЛС-295 довжиною 0,9 м; патрубок діаметром 200 мм довжиною 1,3 м; КЛС-293 довжиною 0,8 м), яка застосовувалась при бурінні св. 78-Яблунівська в інтервалі 1930—2640 м.

Відстань між точками A і B дорівнює сумі довжини долота (0,3 м) і довжини КЛС-295 (0,9 м), а відстань між точками B та C дорівнює сумі довжини патрубку (1,3 м) і довжини КЛС-293 (0,8 м).

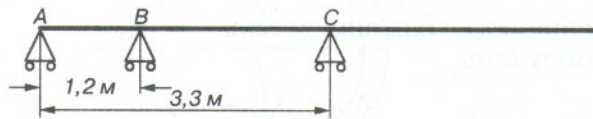


Рис. 5.146. Розрахункова схема КНБК
(інтервал 1930—2640 м, св. 78-Яблунівська)

Розрахунок КНБК для зенітного кута $\alpha = 20^\circ$ при використанні бурового розчину з густиною 1160 кг/м^3 і осьовому навантаженні у 180 кН призводить до результатів, які показані на рис. 5.147. На рисунку стрілками зазначені сили взаємодії КНБК із стінками свердловини в місцях розташування опор для показаної на рис. 5.146 розрахункової схеми.

При осьовому навантаженні в 20 кН система сил взаємодії $\{-7,05; -6,38; 23,95\}$ кН змінюється на $\{-7,42; -5,17; 23,38\}$ кН. При зменшенні осьового навантаження у 9 разів різницю у значеннях сил взаємодії можна вважати не дуже значною.

Зауважимо, що при виборі розрахункової схеми тієї чи іншої КНБК, здавалося б, можна вважати ОЦЕ за одну точкову опору, місце розташування якої збігається з його геометричною серединою. Так, в даному разі це означатиме, що друга опора в розрахунковій схемі (рис. 5.146) буде розташована на відстані 2,9 м від вибою свердловини (замість 3,3 м на рис. 5.146). Такі зміни в розрахунковій схемі призведуть до зміни системи сил взаємодії з $\{-7,05; -6,38; 23,95\}$ на $\{-12,86; 0; 21,07\}$. Як видно з наведеного вище, представлення ОЦЕ точковою опорою, місце розташування якої збігається з місцем розташування геометричної середини ОЦЕ, призводить до істотних змін у системі розрахункових сил взаємодії КНБК із стінками свердловини. У наведеному прикладі це призводить до збільшення значення відхиляючої сили на долоті більш ніж на 80%.

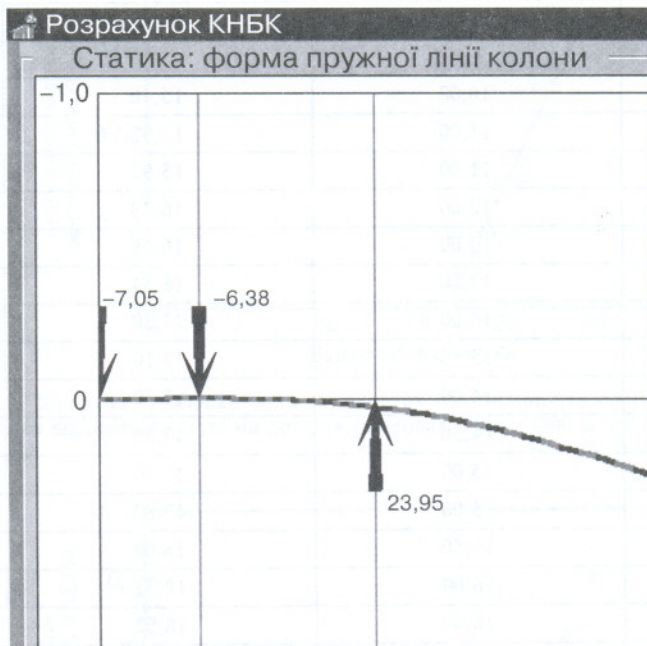


Рис. 5.147. Результат розрахунку КНБК

Окрім вибору розрахункової схеми, для обчислення сил взаємодії КНБК із стінками свердловини ще одним істотним чинником є знос ОЦЕ. Для наведеної вище компоновки при використанні розрахункової схеми, яка показана на рис. 5.146, можна припустити, що знос КЛС буде пропорційним діючим на них силам взаємодії. У даному разі при зменшенні діаметра другого КЛС на 1 мм діаметр наддолотного КЛС зменшиться на 0,25 мм. При таких змінах у діаметрах при зенітному куті 20° , як показують розрахунки, наддолотний КЛС взагалі не буде торкатися стінок свердловини і система сил взаємодії зводиться до $\{-10,62; 0; 21,07\}$. Як видно, відхиляюча сила при цьому збільшилась більш ніж на 40%. Таким чином, вплив зносу КЛС (зменшення діаметра) на значення відхиляючої сили на долоті слід вважати дуже істотним, і зміни діаметрів КЛС мають обов'язково фіксуватись у процесі проходження свердловини.

Можливо, для інших КНБК вплив зносу опор та незначна зміна місця розташувань ОЦЕ на значення відхиляючої сили на долоті будуть значно меншими, або їх і зовсім не буде, але наведений реальний приклад ілюструє необхідність фіксації зносу та довжини ОЦЕ. До речі, інформація про застосовану компоновку у вигляді типу ОБТ-203; КЛС-292 ($l = 1,6$ м); ОБТ-203; КЛС-292 ($l = 1,6$ м); ОБТ-203 є з огляду на наведені вище розрахунки досить невизначеною.

Приклад 5.26. При бурінні інтервалу 3170—3500 м на св. 106-Новоукраїнка застосовувалась компоновка: долото 295,3 мм висотою 0,3 м; КЛС-294 довжиною 0,8 м; патрубок 210 мм довжиною 1,1 м; ОБТ-229 довжиною 13,6 м; ОБТ-203 довжиною 35,45 м. Для обчислення відхиляючої сили будемо вважати, що жорсткість на згин ділянки бурильної колони від вибою до ОБТ-203 дорівнює жорсткості ОБТ-229. Розрахункова схема низу бурильної колони при такому припущенні показана на рис. 5.148: повнорозмірна опора А на вибої свердловини, неповнорозмірна опора В діаметром 294 мм на відстані 1,1 м від вибою (довжина долота + довжина КЛС) і неповнорозмірна опора С діаметром 229 мм на відстані 15,8 м від вибою (довжина долота + довжина КЛС + довжина патрубку + довжина 229-мм ОБТ) і далі 203-мм ОБТ. Дані інклінометрії, значення розрахункової відхиляючої сили на долоті та інтенсивності зміни зенітного кута наведені в табл. 5.45.

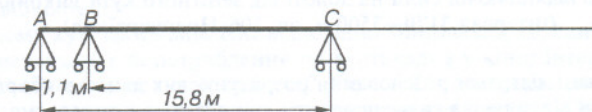


Рис. 5.148. Розрахункова схема КНБК (інтервал 3170—3500 м, св. 106-Новоукраїнка)

Вихідні дані для побудови статистичної моделі інтервалу викривлення (св. 106-Новоукраїнка)

Глибина, м	Зенітний кут, град	Відхиляюча сила, кН	Інтенсивність зміни зенітного кута, град/м
3170	9,00	15,07	0,0250
3180	9,50	15,07	0,0250
3190	9,50	15,33	0,0000
3200	9,50	15,33	0,0347
3210	10,00	15,46	0,0708
3220	11,00	15,92	0,0521
3240	11,00	15,92	0,0250
3260	12,00	16,38	0,0250
3280	12,00	16,38	0,0250
3300	13,00	16,84	0,0500
3320	14,00	17,30	0,0125
3340	13,50	17,10	0,0000
3360	14,00	17,30	0,0250
3380	14,50	17,55	0,0250
3400	15,00	17,80	0,0125
3420	15,00	17,80	0,0125
3440	15,50	18,00	0,0250
3460	16,00	18,52	0,0125
3480	16,00	18,52	0,0250
3500	17,00	19,01	0,0375

Залежність відхиляючої сили на долоті від зенітного кута показана на рис. 5.149.

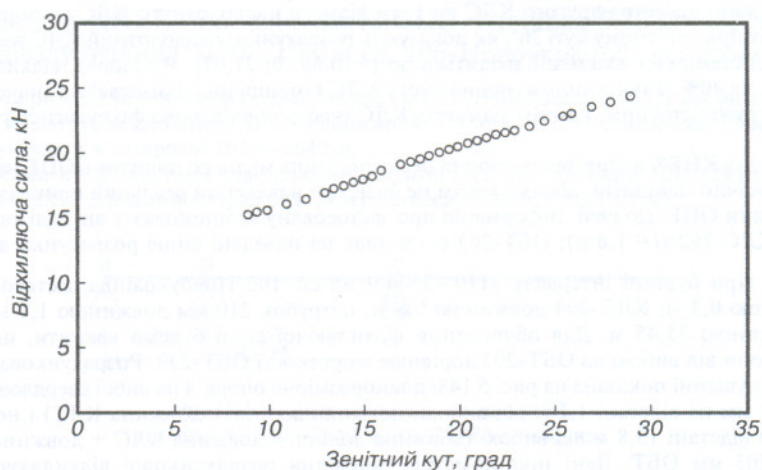


Рис. 5.149. Залежність відхиляючої сили на долоті від зенітного кута викривлення свердловини (інтервал 3170—3500 м, св. 106-Новоукраїнка)

На рис. 5.150, 5.151 показані діаграми розсіювання розрахункових даних в координатах «інтенсивність зміни зенітного кута» — «розрахункова відхиляюча сила на долоті» та «поточна і попередня інтенсивності змін зенітного кута». Під поточною інтенсивністю мається на увазі обчислена в i -й точці іклінометричного виміру інтенсивність, а

під попередньою — обчислена в (i-1)-й (попередній) точці виміру інтенсивність. Як видно з наведених діаграм, між указаними поточною і попередньою інтенсивностями існує доволі тісний позитивний кореляційний зв'язок. Прямі лінії, які проведені на кожній з цих діаграм — лінії тренда, тобто регресійні лінійні залежності, одержані за допомогою методу найменших квадратів.

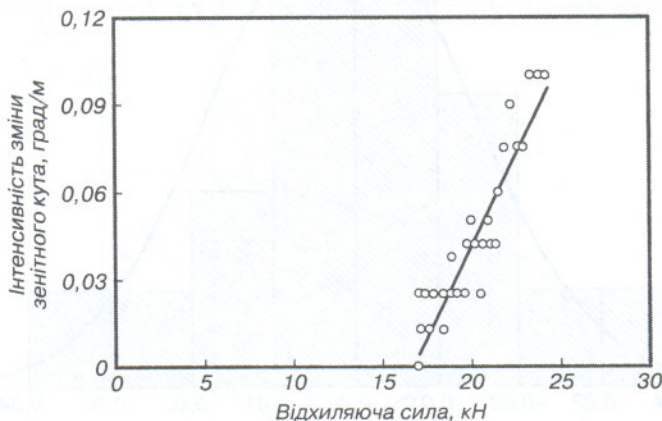


Рис. 5.150. Діаграма розсіювання в координатах «інтенсивність зміни зенітного кута — розрахункова відхиляюча сила на долоті» (інтервал 3160—3500 м, св. 106-Новоукраїнка)

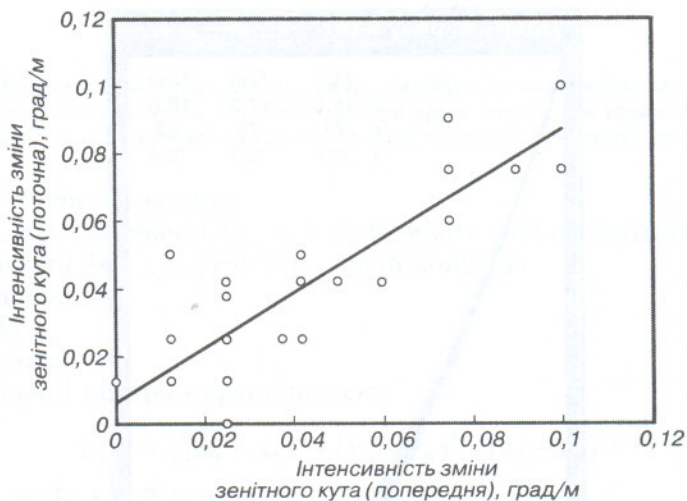


Рис. 5.151. Діаграма розсіювання в координатах «поточна і попередня інтенсивності змін зенітного кута» (інтервал 3160—3500 м, св. 106-Новоукраїнка)

Оцінки параметрів регресійної моделі за (5.152): $a_0 = 0,0678$ град/м; $a_1 = 0,1987$; $a_2 = -2,78 \cdot 10^{-3}$ град/(м·кН). Емпіричні оцінки середнього $\bar{\epsilon} = 0,00$ та дисперсії $\sigma^2 = 2,78 \cdot 10^{-4}$ випадкової складової.

Як видно з показаної на рис. 5.152 гістограми розподілу залишків ϵ_i , припущення про нормальний їх розподіл із нульовим математичним сподіванням є досить прийнятним, що підтверджується перевіркою відповідних статистичних гіпотез.

На рис. 5.153 показані результати статистичного моделювання плоскої траєкторії за формулами (5.157), (5.156) та (5.152). Для побудови послідовності $(d\alpha/ds)_i$ використовувався генератор псевдовипадкових чисел з нормальним законом розподілу ймовірностей.

У правому верхньому куті вікна виведені відповідно мінімальні, середні та максимальні значення зенітного кута α , відхилення від вертикалі γ та поглиблення по вертикалі z у кінці інтервалу. Фактично на кінець інтервалу 3170—3500 м маємо: $\alpha = 17^\circ$ (середнє по моделі — $17,3^\circ$); $\gamma = 76$ м (середнє по моделі 78 м); $z = 321$ м (середнє по моделі 322 м). Таким чином, результат статистичного моделювання інтервалу 3170—3500 м св. 106-Новоукраїнка слід визнати задовільним.

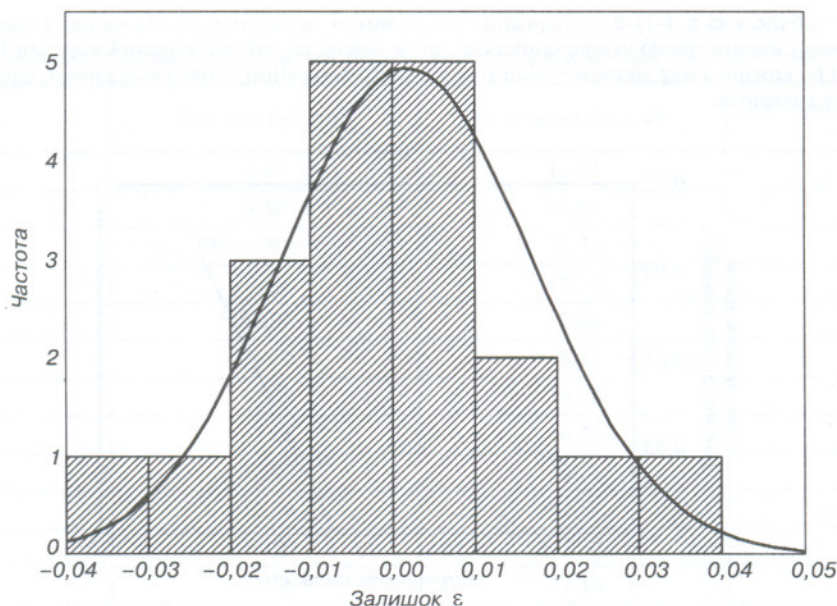


Рис. 5.152. Гістограма розподілу залишків для математичної моделі із відповідною теоретичною кривою нормального розподілу (інтервал 3170—3500 м, св. 106-Новоукраїнка)

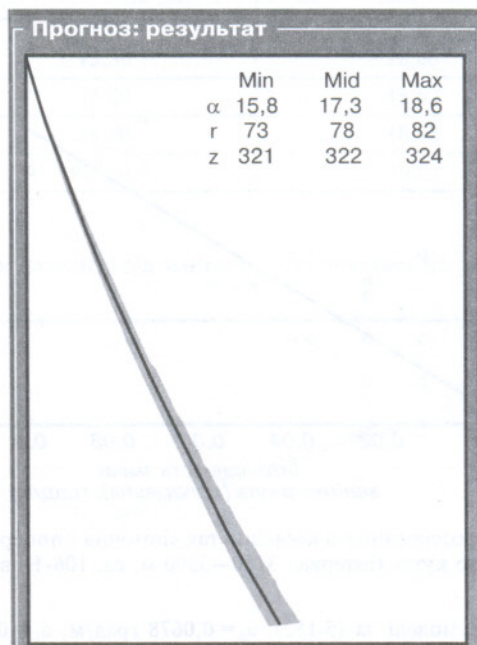


Рис. 5.153. Результати статистичного моделювання траєкторії (інтервал 3170—3500 м, св. 106-Новоукраїнка)

5.9.5. КОРЕКТУВАННЯ ТРАЄКТОРІЇ ПОХИЛО-СКЕРОВАНОЇ СВЕРДЛОВИНИ

У процесі буріння похило-скерованих або горизонтальних свердловин потрібно постійно контролювати їх траєкторію. Це дає змогу встановлювати відхилення фактичної траєкторії від проектної і своєчасно вносити корективи в технологію буріння свердловин з метою виконання проектних завдань.

Оцінка положення вибою відносно круга допуску є основою для прийняття рішення про коректування траєкторії та метод виведення стовбура свердловини на проектний напрямок. Її виконують при проходженні завершальних ділянок траєкторії свердловини.

За А.Г. Калініним, Б.О. Нікітіним, К.М. Солодким та Б.З. Султановим, розрахунок положення вибою відносно круга допуску здійснюють у такій послідовності (рис. 5.154).

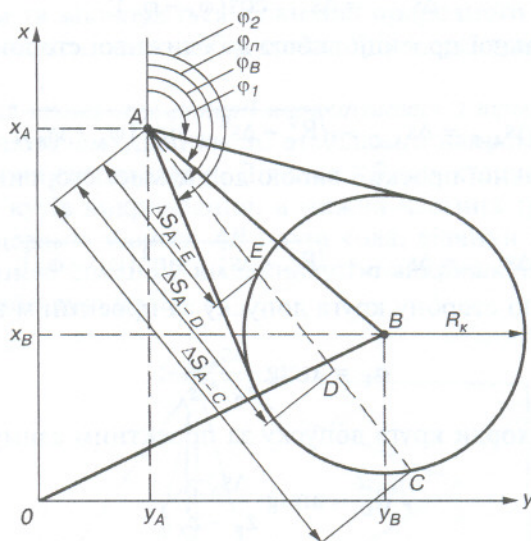


Рис. 5.154. Розрахункова схема для оцінки положення вибою відносно круга допуску:
A, B—проекції відповідно вибою свердловини і центра круга допуску на горизонтальну площину;
AC—лінія перетину апсидальної і горизонтальної площини; R—радіус круга допуску

Вихідна інформація для розрахунку:

декартові (x_A, y_A, z_A) і сферичні (α_A, φ_A) координати вибою свердловини;

декартові координати (x_B, y_B, z_B) центра круга допуску;

радіус R_K круга допуску;

проектний азимут φ_n .

Розрахункові величини:

відстань між вибоєм і центром круга допуску

$$\Delta r_{A-B} = \sqrt{(x_A - x_B)^2 + (y_A - y_B)^2 + (z_A - z_B)^2}; \quad (5.158)$$

зенітний кут на центр круга допуску

$$\alpha_B = \arctg \frac{\sqrt{(x_A - x_B)^2 + (y_A - y_B)^2}}{z_B - z_A}; \quad (5.159)$$

азимут на центр круга допуску

$$\varphi_B = \varphi_n + \arctg \frac{x_B y_A - x_A y_B}{x_B^2 + y_B^2 - x_A x_B - y_A y_B}; \quad (5.160)$$

відстань між горизонтальними проекціями вибою і центра круга допуску

$$\Delta s_{A-B} = \sqrt{(x_A - x_B)^2 + (y_A - y_B)^2}; \quad (5.161)$$

азимут на ліву сторону круга допуску

$$\varphi_1 = \varphi_B - \arcsin \frac{R_K}{\Delta s_{A-B}}; \quad (5.162)$$

азимут на праву сторону круга допуску

$$\varphi_2 = \varphi_B + \arcsin \frac{R_K}{\Delta S_{A-B}}; \quad (5.163)$$

відстань від центра хорди круга допуску за проектним азимутом

$$\Delta S_{A-D} = \Delta S_{A-B} \cos(\varphi_n - \varphi_B); \quad (5.164)$$

відстань від горизонтальної проекції вибою до ближньої сторони круга допуску за проектним азимутом

$$\Delta S_{A-E} = \Delta S_{A-D} - \sqrt{R_K^2 - \Delta S_{A-B}^2 \sin^2(\varphi_A - \varphi_B)}; \quad (5.165)$$

відстань від горизонтальної проекції вибою до дальшої сторони круга допуску за проектним азимутом

$$\Delta S_{A-C} = \Delta S_{A-D} + \sqrt{R_K^2 - \Delta S_{A-B}^2 \sin^2(\varphi_A - \varphi_B)}; \quad (5.166)$$

зенітний кут на ближню сторону круга допуску за проектним азимутом

$$\alpha_E = \arctg \frac{\Delta S_{A-E}}{Z_B - Z_A}; \quad (5.167)$$

зенітний кут на центр хорди круга допуску за проектним азимутом

$$\alpha_D = \arctg \frac{\Delta S_{A-D}}{Z_B - Z_A}; \quad (5.168)$$

зенітний кут на дальню сторону круга допуску за проектним азимутом

$$\alpha_C = \arctg \frac{\Delta S_{A-C}}{Z_B - Z_A}. \quad (5.169)$$

Аналіз розрахункових величин (5.158)–(5.169) дозволяє обґрунтувати рішення про коректування траєкторії свердловини з метою виконання проектних завдань.

Траєкторія коректування похило-скерованої свердловини залежить від багатьох факторів, в тому числі і від можливої зміни проекту її проходження. Для вибору траєкторії використовують результати аналізу розрахункових величин (5.158)–(5.169) та особливості геолого-технологічних умов буріння ПСС.

Так, якщо ПСС направлена в круг допуску і подальше її поглиблення допускає стабілізацію сферичних координат вибою α_A та φ_A , то коректування відхиленої від проекту свердловини може бути виконаним за *тангенціальною ділянкою* траєкторії. В даному разі декартові координати вибою $(x_{B'}, y_{B'})$ на проектній глибині z_B оцінюються за формулами

$$x_{B'} = x_A + (z_B - z_A) \operatorname{tg} \alpha_A \sin \varphi_A;$$

$$y_{B'} = y_A + (z_B - z_A) \operatorname{tg} \alpha_A \cos \varphi_A.$$

Відстань між вибоєм і центром круга допуску становить

$$\Delta r_{B-B'} = \sqrt{(x_B - x_{B'})^2 + (y_B - y_{B'})^2}.$$

Якщо ПСС направлена за межі круга допуску, то її коректування може здійснюватись за різними траєкторіями, в тому числі і з декількома ділянками.

Коректування ПСС за *траєкторією у вигляді плоскої дуги* зі зростаючою або спадною кривизною можна реалізувати у тому разі, коли параметри кривизни цієї ділянки відповідатимуть вимогам до траєкторії свердловини. Параметри плоскої дуги, яка відповідає сферичним і декартовим координатам вибою свердловини та декартовим координатам центра круга допуску, визначаються за формулами (5.133) (див. розділ 5.8.2).

Більш загальна *плоска модель у вигляді дуги і тангенціальної ділянки* запропонована Г.Г. Семаком для коректування траєкторії свердловини. Модель відповідає декартовим і сферичним координатам вибою та декартовим координатам центра круга допуску. Розрахункова схема показана на рис. 5.51, а основні формули для визначення геометричних параметрів ділянок траєкторії наведені у прикладі 5.11 (див. розділ 5.3.4).

Для коректування ПСС І.С. Васько запропонував просторові моделі траєкторій, які включають три і чотири ділянки та закінчуються ділянкою природного зменшення зенітного кута. Це дає змогу адекватніше здійснювати вибір траєкторій коректування ПСС у різних умовах буріння.

На рис. 5.155 показана схема *траєкторії коректування з трьома ділянками*, яка включає ділянку *AB* роботи з відхилювачем, ділянку *BC* стабілізації напрямку викривлення та ділянку *CD* зменшення зенітного кута свердловини. Ділянка *AB* характеризується одночасною зміною зенітного і азимутального кутів викривлення, а нижня частина траєкторії *BCD* розміщена у апсидальній площині. Моделями ділянки *AB* є дуга кола, ділянки *BC* — відрізок прямої та ділянки *CD* — крива зі змінною спадною інтенсивністю викривлення внаслідок маятникового ефекту (див. розділ 5.7.3) або дуга кола.

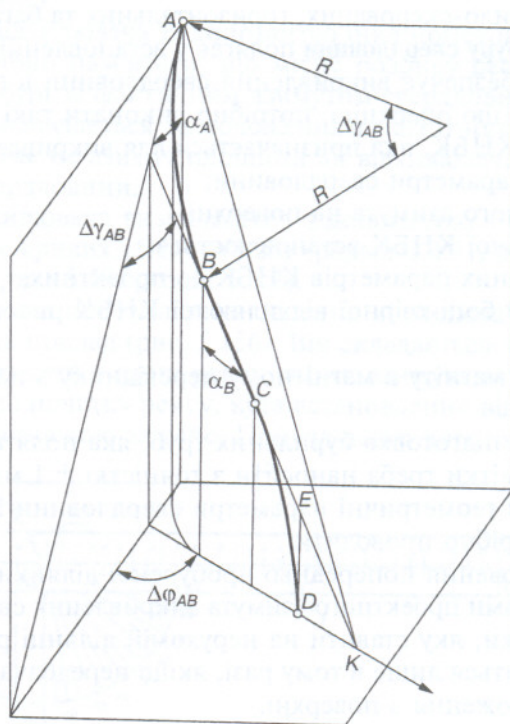


Рис. 5.155. Схема траєкторії для коректування напрямку свердловини

Вихідна інформація:

довжина пробуреної частини свердловини за інструментом l_A , декартові x_A, y_A, z_A та сферичні α_A, φ_A координати початкової точки *A*;

декартові координати центра круга допуску x_D, y_D, z_D ;

мінімальна довжина $\Delta l_{\min}$ та максимальний зенітний кут викривлення $\alpha_{\max}$ ділянки стабілізації;

інтенсивність i_{A-B} або радіус R викривлення ділянки *AB*;

параметр k_0 , який визначає інтенсивність природного зменшення зенітного кута на ділянці *CD* або інтенсивність (радіус) викривлення цієї ділянки.

Для знаходження невідомих геометричних параметрів траєкторії (кут встановлення відхилювача β_A , приріст просторового кута викривлення $\Delta\gamma_{A-B}$, довжина ділянки стабілізації Δl_{B-C}) І.С. Васько запропонував ітераційний алгоритм. На першому етапі алгоритму оцінюється можливість побудови розв'язку із урахуванням обмежень на величину максимального зенітного кута $\alpha_{\max}$ та мінімальної довжини $\Delta l_{\min}$ ділянки стабілізації.

Алгоритм оснований на розв'язку задачі для плоскої моделі у вигляді дуги і тангенціальної ділянки. Пошук траєкторії відповідно до умов задачі здійснюється з допомогою точки K (рис. 5.155), координати якої в 1-й ітерації приймаються рівними координатам центра круга допуску (точка D). Задача вважається розв'язаною, якщо відстань між розрахованим і заданим розташуванням точки D стане меншою деякої, наперед заданої, величини Δ .

За подібною схемою І.С. Васько наводить алгоритми побудови траєкторій, які включають три (ділянка з природним зменшенням зенітного кута має заданий напрям) та чотири (дві ділянки набору кривизни з різними радіусами) ділянок.

5.9.6. ЕЛЕМЕНТИ МАРКШЕЙДЕРІЇ ПРИ БУРІННІ ПОХИЛО-СКЕРОВАНИХ СВЕРДЛОВИН

У бурінні *маркшейдерія* призначена для просторово-геометричних вимірювань і супроводу проходження траєкторій похило-скерованих, горизонтальних та багатовибірних свердловин.

Надання напрямку стовбуру свердловини полягає у встановленні (орієнтуванні) відхиляючої КНБК в положення, яке забезпечує викривлення свердловини в потрібному напрямку.

Щоб успішно провести цю операцію, потрібно виконати такі підготовчі роботи:

перевірити відхиляючу КНБК, яка призначається для викривлення стовбура свердловини;
виміряти геометричні параметри свердловини;
відбити реperi проектного азимута на поверхні.

При перевірці відхиляючої КНБК встановлюється:

відповідність геометричних параметрів КНБК до проектних;

наявність на увігнутому боці твірної відхиляючої КНБК рисок, які показують напрямок дії відхилювача;

відповідність напрямку магніту в магнітному перевіднику з площиною викривлення відхилювача.

Крім того, проводиться підготовка бурильних труб, яка полягає в нанесенні міток на замки труб по одній твірній (мітки треба наносити з точністю ± 1 мм або $1-1,5^\circ$).

Для того, щоб виміряти геометричні параметри свердловини і відбити реperi проектного азимута на поверхні, потрібно проводити:

інклінометричні вимірювання попередньо пробуреної ділянки стовбура;

відбивання двома реперами проектного азимута викривлення свердловини і фіксацію цього напрямку за допомогою мітки, яку ставити на нерухомій ділянці ротора.

Останні роботи проводяться лише в тому разі, якщо передбачається орієнтувати відхилювач, контролюючи його положення з поверхні.

Для того, щоб зорієнтувати бурильний інструмент з відхилювачем у стовбурі свердловини, потрібно:

визначити положення площини дії відхилювача відносно сторін світу або апсидальної площини;

визначити кут повороту відхилювача;

розташувати відхилювач в потрібному напрямку;

перевірити точність розташування відхилювача.

Положення площини дії відхилювача відносно сторін світу або апсидальної площини визначають за допомогою різних методів залежно від стану і ступеня викривлення свердловини та глибини спуску відхилювача.

Положення відхилювача у стовбурі свердловини визначають після того, як бурильний інструмент з відхилювачем спустять на вибір і встановлять на роторі.

Кут повороту відхилювача розраховують за формулою

$$\theta_0 = \lambda + \theta \pm \beta,$$

де λ — кут між апсидальною площиною і площиною дії відхилювача в момент вимірювання;

θ — кут випередження;

β — кут встановлення відхилювача, тобто кут між апсидальною площиною і площиною дії відхилювача в процесі буріння.

Знак «+» приймається при необхідності збільшення азимута свердловини, знак «-» — при зменшенні.

Кут встановлення відхилювача визначають аналітичним і графічним способами або спеціальними приладами, а також за допомогою номограм (розділи 5.3.3 та 5.3.4).

Залежно від кута встановлення відхилювача змінюється або zenітний кут, або азимут свердловини, або zenітний кут і азимут свердловини одночасно. Якщо кут встановлення дорівнює нулю або 180° , тоді буріння проходить відповідно до набирання і спадання zenітного кута без зміни азимута свердловини. При куті встановлення відхилювача 90° і 270° буріння проходить із зміною азимута свердловини відповідно вправо і вліво відносно апсидальної площини без зміни zenітного кута. При інших значеннях кута встановлення відхилювача одночасно змінюється zenітний кут і азимут стовбура.

Під час орієнтування відхилювача за допомогою інклінометра з магнітною бусоллю і магнітним перевідником потрібно пам'ятати, що місце розриву реохорда бусолі завжди розташовується в похилому стовбурі за фактичним азимутом свердловини, а положення північного полюса магнітної стрілки визначається за положенням магнітного репера. Через це в момент виміру стрілка бусолі відбиває не азимут площини дії відхилювача, а кут розгортання його по відношенню до азимута свердловини.

Кут встановлення відхилювача визначається з допомогою аналітичних формул для сферичних параметрів плоских кривих (5.14)—(5.25) (розділ 5.3.3), а також годографа (табл. 5.2, розділ 5.3.3) та номограм (рис. 5.49, розділ 5.3.4).

Для оперативного визначення кута встановлення відхилювача та інтенсивності викривлення стовбура застосовують прилад (рис. 5.156). Він складається з лінійки (рис. 5.156,а) з розмірними шкалами zenітного кута в кінці рейсу, зміни азимута та транспортира (рис. 5.156,б) із шкалами zenітного кута на початку рейсу, кута встановлення відхилювача і кута, який може бути набраний даною компоновкою за рейс. Прилад легко виготовити в будь-якій майстерні.

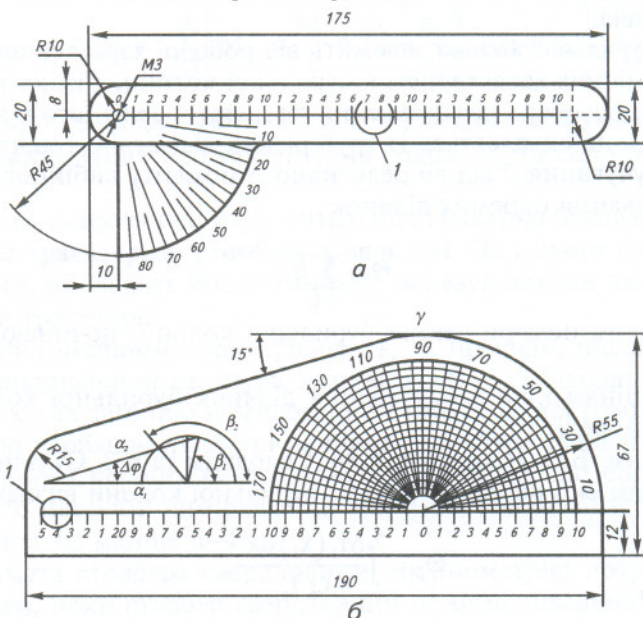


Рис. 5.156. Прилад для визначення кута встановлення відхилювача та параметрів викривлення свердловини

Методика визначення кута встановлення відхилювача за допомогою приладу є такою.

На транспортірі за горизонтальною шкалою відраховують zenітний кут на початку рейсу α_1 . В отвір I , який відповідає даному значенню zenітного кута, вставляють штифт лінійки. На шкалі транспортира фіксують кут $\Delta\gamma$, який може бути набраний даною компоновкою за наступний рейс. Обертанням лінійки встановлюють кут, на який потрібно виправити азимут свердловини $\Delta\phi$. Після цих операцій на лінійці відраховують zenітний кут стовбура в кінці рейсу α_2 на перетині горизонтальної шкали лінійки і лінії півкола, яка відповідає куту $\Delta\gamma$, а кут між горизонтальною шкалою транспортира і радіусом, проведеним з нульової точки в місце вказаного перетину, буде кутом встановлення відхилювача β .

Приклад 5.27. Zenітний кут на початку рейсу дорівнює 11° . Відхилювач забезпечує набір кута викривлення з інтенсивністю 2 град/10 м проходки; проходка на долото за рейс становить 30 м. Азимут викривлення свердловини необхідно змінити на 22° .

Розв'язок. Кут встановлення відхилювача $\beta = 65^\circ$, кут в кінці рейсу дорівнює $\alpha_2 = 14,7^\circ$. Якщо ПСС беруть із зміною азимута стовбура, тоді інтенсивність викривлення свердловини визначають таким чином.

На транспортірі (рис. 5.156,б) відкладають zenітний кут на початку рейсу α_1 , і в отвір, який відповідає даному zenітному куту, вставляють штифт лінійки (рис. 5.156,а). На лінійці відкладають zenітний кут в кінці рейсу α_2 . Обертанням лінійки встановлюють фактичну зміну азимута свердловини за рейс $\Delta\phi$, а на транспортірі на перетині zenітного кута в кінці рейсу α_2 з лінійкою напівкола знаходять інтенсивність викривлення стовбура.

Кут випередження θ дорівнює куту закручування бурильної колони під дією реактивного моменту вибійного двигуна за відсутності природного викривлення стовбура. В протилежному разі кут випередження буде відрізнятися від кута закручування бурильної колони.

Якщо природні умови призводять до викривлення стовбура за годинниковою стрілкою, тоді кут випередження буде меншим від кута закручування бурильної колони. Якщо природні умови викликають викривлення стовбура проти годинникової стрілки, тоді кут випередження буде більшим від кута закручування бурильної колони.

Поправки кута випередження від природного викривлення стовбура проти кута закручування бурильної колони, як правило, незначні. Ці поправки визначають на основі практики буріння в даному районі.

При бурінні свердловин вибійними двигунами під дією виникаючого реактивного моменту бурильна колона закручується в напрямку, який є зворотним до обертання годинникової стрілки. Внаслідок цього напрямок дії відхилювача також змінюється на деякий кут. Тому від правильного врахування кута закручування бурильної колони у значній мірі залежить точність розташування відхилювача.

Кут закручування бурильної колони залежить від робочої характеристики вибійного двигуна, геометричних і механічних характеристик бурильної колони, фізико-механічних властивостей розбурюваних порід, осьового навантаження на долото, zenітного кута свердловини тощо.

Якщо бурильна колона складається із труб різних діаметрів, товщин стінок і матеріалів, тоді загальний кут закручування її від дії реактивного моменту вибійного двигуна визначається як сума кутів закручування окремих ділянок

$$\Theta = \sum_{i=1}^n \theta_i.$$

Тут індекси означають номери секцій бурильної колони, починаючи знизу доверху (від вибійного двигуна).

На практиці для оцінки кута закручування ділянок бурильної колони використовують спрощені розрахункові моделі.

Так, за А.Г. Калініним, Б.О. Нікітіним, К.М. Солодким та Б.З. Султановим, кут закручування i -ї секції з урахуванням сил опору обертання бурильної колони визначається за формулою

$$\Theta_i = \int_0^{l_i} \frac{M_i(x_i) dx_i}{G_i I_{0i}},$$

де l_i , G_i , I_{0i} — відповідно довжина, модуль зсуву матеріалу та полярний момент інерції поперечного перерізу труб i -ї секції;

$M_i(x_i)$ — розподіл реактивного моменту вибійного двигуна з довжиною i -ї секції бурильної колони,

$$M_i(x_i) = M_i(0) - \left[M_{0i} + \frac{\mu_i}{2} q_i \left(1 - \frac{\rho_p}{\rho_m} \right) l_i d_i \sin \alpha_i \right] \frac{x_i}{l_i};$$

$M_i(0)$ — момент обертання на нижній межі i -ї секції бурильної колони;

M_{0i} — момент сил опору обертанню i -ї секції бурильної колони, що не залежить від нормального навантаження (враховує середовище);

μ_i — коефіцієнт опору обертанню труб i -ї секції;

q_i — вага одиниці довжини труб i -ї секції;

d_i — діаметр труб i -ї секції;

α_i — зенітний кут викривлення стовбура свердловини в місці розташування i -ї секції труб;

ρ_p, ρ_m — густина відповідно бурового розчину і матеріалу труб;

x_i — лінійна координата ($0 \leq x_i \leq l_i$).

Для 1-ї секції (корпусу турбобура) момент обертання на нижній межі (реактивний момент турбобура) оцінюється за виразом

$$M_1(0) = M_d = M_t - M_n,$$

де M_d — момент на долоті (див. формули (2.60)–(2.63), розділ 2.5.9, том 1);

M_t — момент на турбіні турбобура;

M_n — момент сил тертя в опорах турбобура (див. формулу (2.8), розділ 2.4.1, том 1).

Кут закручування бурильної колони від реактивного моменту вибійного двигуна оцінюється за формулою

$$\Theta = \sum_{i=1}^n \frac{l_i}{G_i I_{0i}} \left\{ M_i(0) - \frac{1}{2} \left[M_{0i} + \frac{M_i}{2} q_i \left(1 - \frac{\rho_p}{\rho_m} \right) l_i d_i \sin \alpha_i \right] \right\}. \quad (5.170)$$

У загальному випадку реактивний момент вибійного двигуна може впливати не на всю довжину бурильної колони, а на деяку її частину. Тому, коли вплив реактивного моменту $M_i(0)$ розповсюджується не на всю довжину бурильної колони, кількість секцій та довжина n -ї секції l_n у формулі (5.170) мають відповідати умові

$$M_i(0) = \sum_{i=1}^n \left[M_{0i} + \frac{M_i}{2} q_i \left(1 - \frac{\rho_p}{\rho_m} \right) l_i d_i \sin \alpha_i \right]. \quad (5.171)$$

Точність оцінки кута Θ за формулою (5.170) з урахуванням умови (5.171) в значній мірі залежить від достовірності даних про моменти на долоті M_d та сил опору обертання i -ї секції бурильної колони.

При бурінні похило-скерованих, горизонтальних і багатовибійних свердловин необхідний постійний **контроль за траєкторією стовбура в просторі**. Для цього систематично, в міру поглиблення свердловини, проводять інклінометрію, за результатами якої порівнюють фактичні і проектні координати траєкторії.

Перші вимірювання інклінометром проводять, як правило, після буріння інтервалу, при якому зенітний кут викривлення стовбура зростає до 5 – 6° і більше. Це зумовлено тим, що при менших зенітних кутах дані про вимірювання азимута не достовірні і за ними неможливо приймати рішення про необхідність зміни напрямку стовбура свердловини.

Якщо за результатами перших вимірювань встановлено, що свердловина викривлена в проектному азимуті, то наступні вимірювання виконують через інтервали, в яких зростання зенітного кута становить не менше 6 – 8° .

У разі зміни азимута стовбура свердловини інклінометрію потрібно здійснювати після кожного довбання доти, поки стовбур свердловини не буде виведений на проектний азимут.

При бурінні тангенціальних ділянок стовбура довжини інтервалів між вимірюванням параметрів кривизни вибирають залежно від геологічних умов. Якщо ці умови не сприяють різкій

зміні азимута свердловини, то інклінометрію проводять через 100—500 м проходки. В противному разі інтервали між вимірюваннями зменшують.

При бурінні ділянок природного зменшення зенітного кута в умовах відносної постійності азимута доцільно інтервали між вимірюваннями приймати такими, при яких зенітний кут зменшується на 2—4°. В інших випадках ці інтервали зменшують.

Інтервал між точками, в яких виконують вимірювання, приймається залежно від інтенсивності набору зенітного кута, але не повинен перевищувати 20—25 м. Для надійності при кожному наступному вимірюванні проводять перекриття на 3—5 точок попереднього інтервалу вимірювання. Контрольні вимірювання глибини свердловини за бурильним інструментом та лічильником при каротажі не мають відрізнятися більше ніж на 0,1%.

Точність інклінометрів на каротажному кабелі наведені в табл. 5.19 (розділ 5.4.3).

Допустимі відхилення траєкторій від проекту залежать від призначення свердловин, умов їх буріння та експлуатації.

При розвідці та розробці нафтогазових родовищ свердловина має із заданою точністю розкрити продуктивний пласт. У табл. 5.46 наведені, за ВНДІБТ, норми допустимих відхилень вибоїв свердловин від проекту (радіус круга допуску).

Таблиця 5.46

Норми допустимих відхилень вибоїв свердловин від проекту (за ВНДІБТ)

Призначення свердловини	Проектна глибина свердловини Н, м	Мінімальна відстань між вибоями свердловини S, м	Геологічна область	
			платформні	складчасті
Опорна і пошукова	—	—	0,1 S (<0,05 Н)	0,05 Н
Розвідувальна	—	—	0,1 S (<0,05 Н)	0,1 S (<20 м)
Експлуатаційна	< 2000	> 200	0,1 S	0,1 S
		< 200	0,1 S	0,15 S (>20 м)
	2000—2500	> 200	0,12 S	0,12 S
		< 200	0,12 S	0,2 S (>30 м)
	2500—3000	> 200	0,15 S	0,15 S
		< 200	0,15 S	0,25 S (>40 м)
	>3000	> 200	0,2 S	0,2 S
		< 200	0,2 S	0,3 S (>50 м)

При бурінні свердловин особливого призначення, а також використанні телесистем для контролю за траєкторією відхилення можуть бути зменшені.

Для похило-скерованих, горизонтальних і багатовибійних свердловин у загальному випадку важливі допуски також на параметри окремих ділянок їх траєкторій. Це інтенсивність викривлення, сумарний просторовий кут викривлення, зенітний кут входження у пласт, довжина горизонтальної ділянки або розгалужень та ін.

5.9.7. ТЕХНОЛОГІЯ ПРИМУСОВОГО ВІДХИЛЕННЯ СВЕРДЛОВИНИ

Примусове відхилення свердловини у заданому напрямку відповідно до проекту на її спорудження здійснюють з допомогою відхиляючої компоновки. Для забурювання похилої ділянки свердловини КНБК вибирають з умови максимізації відхиляючої сили, яка обмежується:

силами тертя, які виникають внаслідок деформації компоновки при проходженні її через вертикальну ділянку свердловини (кондуктора, проміжної колони);

силами тертя між долотом і гірською породою в процесі запуску вибійного двигуна;

напруженнями згину в елементах компоновки в процесі її спуску через прямолінійну ділянку свердловини.

Для примусового відхилення свердловини у вітчизняній практиці найбільш поширені відхиляючі компоновки з вибійними двигунами (див. розділ 5.4.2). Їх основна перевага полягає у забезпеченні кращого контролю за напрямком та інтенсивністю викривлення стовбура свердловини. З допомогою вибійних двигунів можна використовувати телесистеми для орієнтування відхиляючих компоновок («MWD», СТЕ, СТТ, «Паркус»).

Наближено відхиляючу силу на долоті для компоновок з вибійним двигуном і кривим перехідником над ним можна оцінити за формулою Р.А. Іоаннесяна та М.П. Гулізаде

$$F = \frac{2EI}{3al_r} \sin^2(\delta - \beta), \quad (5.172)$$

де EI — жорсткість бурильних труб, розміщених над вибійним двигуном;

$$a = D_d - \frac{D_b + D}{2};$$

$$\beta = \arctg \frac{D_d - D_b}{2l_r};$$

l_r — довжина вибійного двигуна з долотом;

δ — кут перекошування осей різьб кривого перехідника;

D_d , D_b , D — діаметри відповідно долота, вибійного двигуна та бурильних труб, розміщених над вибійним двигуном.

Формула (5.172) показує, що для збільшення відхиляючої сили на долоті потрібно в першу чергу підвищити жорсткість бурильних труб, розміщених над вибійним двигуном, та використати перехідник з великим кутом перекошу осей різьб. Тому в практиці буріння ПСС над турбобуром з кривим перехідником, як правило, встановлюють ОБТ.

Відхиляюча сила в таких КНБК також підвищується із зменшенням довжини вибійного двигуна. Але оскільки такі турбобури мають недостатні енергетичні характеристики, доцільно застосовувати шпинделі-відхилювачі.

Спуск відхиляючої КНБК має виконуватись без значних посадок. Інтервали посадок і зтяжок фіксуються у буровому журналі. У разі виникнення зростаючих посадок бурильний інструмент потрібно підняти і стовбур свердловини проробити в інтервалі цих посадок.

Похилий стовбур свердловини, як правило, забурюють з природного вибою свердловини і лише в рідкісних та аварійних випадках — із цементного моста.

Ділянку початкового викривлення треба планувати в інтервалі стійких порід, у яких за рейс долота можна збільшити зенітний кут не менше ніж на 4—6°. Її довжину, при якій забезпечується виконання поставленої умови, можна оцінити за формулою

$$\Delta l = \frac{10\Delta\alpha}{i} + l_b + l_{ли},$$

де $\Delta\alpha$ — необхідний набір зенітного кута стовбура свердловини;

i — інтенсивність викривлення (град/10 м) відхиляючої КНБК;

l_b — довжина відхиляючої КНБК;

$l_{ли}$ — допустима відстань датчика інклінометра від сталевго замкового з'єднання.

Під час першого рейсу потрібно набрати зенітний кут нахилу 4—6°. Набір зенітного кута вище 6° небажаний, оскільки у разі помилок в орієнтуванні відхилювача це ускладнить вправлення азимута.

У процесі буріння ділянки початкового викривлення стовбура свердловини необхідно виключити можливість прокручування бурильної колони, що призведе до зміни азимута. Особливо детально слід нарощувати бурильну колону, не допускаючи похибок у встановленні відхилювача.

В інтервалі забурювання похилого стовбура геометричні розміри відхиляючої компоновки мають бути незмінними.

При бурінні ділянки початкового викривлення за допомогою відхиляючого пристрою потрібно контролювати стан відхилювача. Навіть незначна зміна його стану в процесі буріння веде до відхилення стовбура свердловини від заданого напрямку та викликає необхідність в коректуванні траєкторії свердловини.

Для другого рейсу відхиляючу КНБК опускають в свердловину з урахуванням результатів попереднього рейсу (на основі даних інклінометрії). Геометричні параметри відхилювача змінюють тоді, коли фактична інтенсивність викривлення стовбура свердловини перевищує проектну величину або коли вона на 20—30% менша від неї.

Фактичний азимут може не збігатися з проектним через:

помилки при складанні та орієнтуванні відхилювача;

докріплення різьбових з'єднань у процесі буріння;

невідповідність фактичної величини кута закручування розрахунковій величині.

Для виведення стовбура свердловини на проектний напрямок відхилювачем відомі два основних способи:

за плоскою дугою в апсидальній площині;

за просторовою кривою лінією.

Перший спосіб реалізується при постійному положенні відхилювача відносно апсидальної площини свердловини. Його доцільно застосовувати:

при бурінні інтервалу, який не перевищує довжини однієї або двох бурильних труб, що використовуються для нарощування бурильної колони;

якщо зміна азимута стовбура свердловини на інтервалі буріння менша від кута фіксації ротора (при його ступеневій фіксації);

коли неможливо здійснити орієнтування і керування відхилювачем, наприклад, при досить довгій колоні бурильних труб або при значному просторовому викривленні стовбура свердловини.

Другий спосіб зміни напрямку стовбура свердловини доцільно використовувати при невеликому просторовому куті викривлення і значному інтервалі буріння за умов, які забезпечують орієнтування відхилювача за допомогою телеметричної системи та керування відхилювачем при бурінні. При другому способі в загальному випадку виникає необхідність під час поглиблення свердловини змінювати положення відхилювача.

При великій проходці за один рейс долота і використанні засобів постійного телеконтролю, а також при застосуванні самоорієнтуючих відхилювачів по відношенню до апсидальної площини стовбура свердловини зручніше коректувати напрямок стовбура свердловини, підтримуючи розрахунковий кут встановлення відхилювача, тобто викривляючи свердловину за просторовою спіраллю.

Забурювання похилого стовбура з цементного моста при невисокій міцності цементного каменю виконується таким чином.

На ведучій трубі крейдою наносять мітки через 0,2—0,5 м. Стовбур проробляють в інтервалі першого відрізка, після цього бурильну колону припіднімають до першої відмітки і стовбур проробляють в інтервалі першого і другого відрізків. Потім бурильну колону знову припіднімають до першої відмітки і проробляють свердловину в інтервалі першого, другого і третього відрізків і т.д.

З поглибленням долота в стінці свердловини утворюється виступ. Після утворення достатнього виступу проробку свердловини слід зупинити і подальше буріння вести з обмеженим навантаженням. Зі збільшенням виступу навантаження на долоті можна підвищувати, при цьому потрібно слідкувати, щоб долото не зруйнувало виступу.

Утворення виступу прослідковується за винесенням шламу. При наявності в шламі 30—50% вибуреної породи по відношенню до цементу можна підвищувати навантаження на долото, а при наявності 80—90% вибуреної породи можна бурити без його обмеження.

Вибір деяких технологічних рішень при бурінні похило-скерованих, горизонтальних та багатовибірних свердловин ґрунтується на інформації про **сили взаємодії бурильної колони за стінками свердловини**.

Для слабовикривлених свердловин оцінка сил опору, за М.М. Александровим, при підйомі колони труб

$$F_n = G_\alpha \left(\frac{e^{\Delta\gamma f} - 1}{\Delta\gamma f} - 1 \right) + G_0 (e^{\Delta\gamma f} - 1); \quad (5.173)$$

при спуску колони труб

$$F_c = G_\alpha \left(1 - \frac{1 - e^{-\Delta\gamma f}}{\Delta\gamma f} \right) + G_0 (1 - e^{-\Delta\gamma f}), \quad (5.174)$$

де G_α — осьова складова ваги колони у заданому інтервалі,

$$G_\alpha = ql \left(1 - \frac{\rho_p}{\rho_m} \right) \cos \alpha;$$

q — вага погонного метра колони труб у даному інтервалі;
 l — довжина ділянки колони труб у даному інтервалі;
 α — zenітний кут викривлення свердловини на довжині l ;
 ρ_p, ρ_m — густина відповідно бурового розчину і матеріалу труб;
 $\Delta\gamma$ — сумарний просторовий кут викривлення інтервалу;
 f — коефіцієнт опору,

$$f = \mu + \frac{f_0}{\Delta\gamma};$$

μ — коефіцієнт тертя ковзання;

f_0 — адгезійна складова тертя;

G_0 — осьове навантаження на нижньому кінці інтервалу.

У похилих свердловинах розрахунок сил опору, за М.М. Александровим, виконується з урахуванням нормальних складових сил ваги. У даному разі формули (5.173) і (5.174) матимуть вигляд

$$F_n = G_\alpha \left(\frac{e^{\Delta\gamma f} - 1}{\Delta\gamma f} - 1 \right) + G_0 (e^{\Delta\gamma f} - 1) + Q_\alpha e^{\Delta\gamma f}; \quad (5.175)$$

$$F_c = G_\alpha \left(1 - \frac{1 - e^{-\Delta\gamma f}}{\Delta\gamma f} \right) + G_0 (1 - e^{-\Delta\gamma f}) + Q_\alpha e^{-\Delta\gamma f}, \quad (5.176)$$

де Q_α — нормальна складова сил ваги,

$$Q_\alpha = f \left[ql \left(1 - \frac{\rho_p}{\rho_m} \right) + \frac{G_0}{\cos \alpha} \right] \sin \alpha.$$

Для розрахунку осьових сил при відриві бурильної колони від вибою у похило-скерованих та горизонтальних свердловинах може бути використана методика «ВНИИТнефть» (м. Самара, Росія) (формули (2.36)—(2.41), розділ 2.5.9, том 1) та АТЗТ «Агронафта» (формули (8.165)—(8.169), розділ 8.5.2, том 5).

5.9.8. ОСОБЛИВОСТІ БУРІННЯ КУЩІВ ПОХИЛО-СКЕРОВАНИХ СВЕРДЛОВИН

У світовій практиці спорудження свердловин особливе місце посідає *кущове буріння*, тобто послідовне буріння групи ПСС з одного майданчика обмежених розмірів та розташованими у продуктивному пласті вибоями відповідно до сітки розробки родовища (розділ 1.1, том 1).

Для спорудження куща свердловин на суші розроблені спеціальні бурові установки універсальної монтаездатності. Особливість таких установок полягає у можливості переміщення

блоків бурового і допоміжного обладнання від гирла пробуреної свердловини до гирла нової свердловини по спеціальних направляючих балках з допомогою гідравлічної системи.

Кушове буріння забезпечує істотне зменшення розмірів площ, які зайняті свердловинами в бурінні та експлуатації, а також дорогами та прокладеними до свердловин трубопроводами. Особливого значення ця перевага набуває при спорудженні і наступній експлуатації свердловин на родючих землях, в заповідниках, у санаторно-курортних зонах, в лісистій та болотистій місцевостях, у тундрі. Цим пояснюється і те, що кушове розміщення свердловин застосовується не тільки на родовищах з дуже пересіченим рельєфом місцевості і в умовах, коли потрібно розкрити поклади нафти під промисловими і цивільними спорудами, під дном рік та озер, під шельфовою зоною з берегу та з естакад, але й на рівних місцевостях.

Особливістю спорудження куша свердловин на морі є більш компактне розташування обладнання на естакадах, штучних островах та напівстаціонарних і рухомих судах. Для таких умов створені спеціальні бурові установки.

У значних обсягах кушове буріння використовували при розробці морських нафтових родовищ Азербайджану, а також нафтових родовищ Західного Сибіру і Волзько-Уральського регіону (Росія). Буріння свердловин кушами застосовується в США, Мексиці, Венесуелі, Бразилії, Канаді, Ірані та інших країнах.

Нижче, на основі досвіду кушового буріння свердловин в умовах Західного Сибіру, наведені деякі рекомендації щодо буріння ПСС.

Основні вимоги до спорудження кушів свердловин зумовлені обмеженням за площею майданчиком.

Застосовують дві схеми компонування бурового обладнання. За *першою схемою* обладнання поділяється на стаціонарне і пересувне, яке переміщується при переході з однієї свердловини на іншу. За *другою схемою* все бурове обладнання переміщується з однієї свердловини на іншу.

Форма та розміри кушового майданчика залежать від кількості свердловин, відстані між ними, схем розташування бурового і нафтопромислового обладнання, норм гірничо-технічного нагляду і пожежної безпеки.

До основ і фундаментів для кушового буріння ставляться такі вимоги:

фундамент основ за осіданням і деформаціями має забезпечити нормальну роботу бурового обладнання як під час спорудження свердловин, так і в процесі експлуатації куша свердловин;

термін служби основ має бути не меншим за термін експлуатації свердловин;

майданчики основ мають забезпечити переміщення та роботу транспортних засобів і монтажних кранів;

забезпечення можливості виконання робіт з переміщення бурового обладнання з однієї свердловини на іншу незалежно від кліматичних умов.

Розташування гирл свердловин на кушовому майданчику залежить від рельєфу місцевості та засобів зв'язку куша з базою. Куші, які не зв'язані постійними дорогами з базою, належать до *локальних*. В окремих випадках куші можуть бути *базовими*, якщо вони розташовані на транспортних магістралях.

На локальних кушах свердловини, як правило, розташовують у вигляді віяла на всі сторони, що дає змогу мати у куші максимальну кількість свердловин на дренованій ділянці.

При розробці багатопластових родовищ кількість свердловин у куші пропорційно збільшується. У цьому разі для збільшення кількості бурових установок у бурінні свердловини розташовують за хрестоподібною схемою. При однорядній і дворядній схемах розміщення гирл свердловин буріння може одночасно вестися двома буровими установками на одному куші.

Під час проектування кушових майданчиків потрібно враховувати можливості перехрещування великої кількості свердловин у куші.

У плані куша відображається розташування гирла свердловин, черговість їх буріння, напрямки переміщення бурової установки, проектні азимути і відхилення вибоїв свердловин. При цьому потрібно, щоб у напрямку переміщення бурової установки розташовувалась мінімально можлива кількість проектних вибоїв свердловин.

Черговість буріння свердловин з кушового майданчика ведеться залежно від величини кута, який визначається від напрямку переміщення установки до проектного напрямку на вибір свердловини за ходом годинникової стрілки. При цьому в першу чергу бурять свердловини, для яких цей кут знаходиться в секторі 120° — 240° (спочатку свердловини з більшим зенітним кутом); потім бурять свердловини, горизонтальні проекції яких з напрямком переміщення бурової установки утворюють кут у секторах 60° — 120° та 240° — 300° , а також вертикальні свердловини; в останню чергу ведеться буріння свердловин, для яких цей кут розташований у секторах 0° — 60° та 300° — 360° , при цьому спочатку бурять свердловини з меншим зенітним кутом.

Відстані між гирлами свердловин встановлюються відповідно до схем розташування бурового і експлуатаційного обладнання на кушовому майданчику та нормативами безпечного ведення бурових робіт. В окремих випадках, коли імовірність перетину стовбурів двох сусідніх свердловин достатньо висока, відстань між гирлами свердловин може бути скоректованою, але не меншою 5 м. Якщо попередньо свердловина викривлена в напрямку переміщення бурової установки, то відстань між гирлами свердловини може бути збільшеною.

Буріння ПСС здійснюється за програмою, складеною з урахуванням траєкторій раніше пробурених свердловин. Не допускається буріння чергової свердловини, якщо відсутня інформація про інклінометрію попередньої свердловини.

Відстань по вертикалі між точками забурювання похилого стовбура двох сусідніх свердловин має бути:

- не меншою 30 м, якщо різниця в азимутах забурювання менша 10° ;

- не меншою 20 м, якщо різниця в азимутах становить 10° — 20° ;

- не меншою 10 м, якщо різниця в азимутах більша за 20° .

Глибина забурювання похилого стовбура вибирається залежно від величини кута між напрямком переміщення бурової установки до проектного напрямку на вибір за годинниковою стрілкою:

- якщо кут знаходиться в секторі 60° — 300° , то похилий стовбур першої свердловини забурюється з мінімальної глибини, а глибина його забурювання для кожної наступної свердловини вибирається більшою, ніж для попередньої;

- якщо кут обмежений сектором 60° — 120° або 240° — 300° , то допускається забурювання похилого стовбура вище, ніж у попередній свердловині;

- якщо кут знаходиться в секторах 0° — 60° або 300° — 360° , то похилий стовбур першої свердловини забурюється з більшої глибини, а глибина його забурювання для кожної наступної свердловини вибирається меншою, ніж для попередньої.

Під час забурювання похилого стовбура вище, ніж у попередній свердловині, і тоді, коли попередня свердловина вертикальна, потрібно виконувати такі вимоги:

- перед спуском відхиляючої компоновки виміряти зенітний кут і азимут вертикальної ділянки траєкторій;

- при зенітному куті викривлення стовбура свердловини понад 1° забурювання похилого стовбура вести з урахуванням небезпеки перетину стовбурів;

- контроль за траєкторією стовбура свердловини здійснювати двома інклінометрами.

При бурінні свердловин одного куша потрібно використовувати відхилювачі з однаковою інтенсивністю набору кривизни.

Зона в околі осі стовбура свердловини з радіусом, рівним 1,5% поточної довжини стовбура свердловини без довжини вертикальної ділянки, але не менше 1,5 м, вважається небезпечною через можливість перетину стовбурів. Якщо під час буріння виявилось, що перетин небезпечних зон двох свердловин можливий, то буріння свердловини потрібно вести з урахуванням заходів для запобігання пошкодженню обсадної колони або ж приступити до коректування траєкторії свердловини.

При наближенні стовбурів потрібно виконувати проміжні вимірювання кривизни (на ділянках набору через 25 м, на тангенціальних ділянках через 200—300 м) та контролювати взаємне положення стовбурів свердловин.

Приклад 5.28. Розглянемо, за рекомендаціями Івано-Франківського УБР, черговість та глибини забурювання ПСС куша 78-Б Харампурського родовища (рис. 5.157).

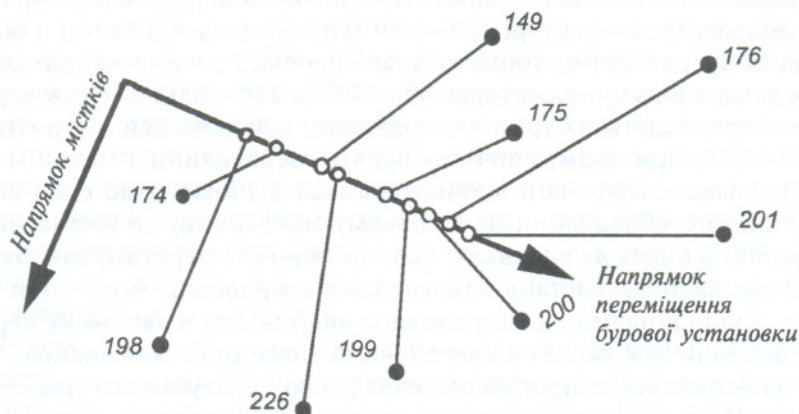


Рис. 5.157. План розміщення та горизонтальні проекції свердловин куша 78-Б Харампурського родовища:
О—гирло свердловини; ●—вибій свердловини

Магнітний азимут напрямку переміщення бурової установки 116°; магнітний азимут містків 206°; амплітуда ротора 49,6 м; радіус круга допуску 100 м.

У табл. 5.47 наведена послідовність та глибини забурювання свердловин.

Таблиця 5.47

Послідовність та глибини забурювання свердловин куша 78-Б Харампурського родовища

Послідовність забурювання	Свердловина	Призначення свердловини	Магнітний азимут	Проектна глибина, м	Горизонтальне відхилення, м	Глибина забурювання, м	Переміщення, м
1	198	Видобувна	206°44'	3140	833,4	140	5
2	174	Те саме	213°06'	3030	127,2	250	15
3	149	Нагнітаюча	48°02'	3220	987,7	100	5
4	226	Видобувна	191°00'	3320	1228,7	90	15
5	175	Те саме	79°06'	3050	378,7	180	5
6	199	Нагнітаюча	174°09'	3090	564,7	170	15
7	200	Видобувна	127°13'	3110	648,8	140	5
8	176	Те саме	73°23'	3170	858,0	130	15
9	201	Нагнітаюча	102°49'	3220	996,3	90	—

Ефективність кушового буріння визначається зменшенням витрат на підготовчі роботи до початку буріння свердловин та будівельно-монтажні і демонтажні роботи, а також спрощенням обслуговування свердловин в бурінні і експлуатації та скороченням об'ємів перевезень.

За М.С. Тимофєєвим, кушове буріння раціональне при виконанні умови

$$B_k + \sum_{i=1}^n B_{ni} \leq nB_c,$$

де B_k — вартість основ під куш свердловин;

n — кількість свердловин у куші;

B_{ni} — додаткова вартість при спорудженні i -ї похилої свердловини у порівнянні з вертикальною свердловиною;

B_c — вартість основ під одну свердловину.

У загальному випадку ефективність кушового буріння оцінюється за критеріями, які характеризують функціональні, технологічні, економічні та екологічні показники при бурінні та експлуатації свердловин.

5.9.9. ТЕХНОЛОГІЯ БУРІННЯ ГОРИЗОНТАЛЬНИХ СВЕРДЛОВИН ВІДХИЛЮВАЧАМИ ТА КОМПОНОВКАМИ З ПРУЖНИМИ ОПОРНО-ЦЕНТРУЮЧИМИ ЕЛЕМЕНТАМИ

При бурінні горизонтальних свердловин особливе значення має точність їх проведення, тобто скероване забурювання стовбурів горизонтальних свердловин в заданому азимуті, набір зенітного кута з розрахованою інтенсивністю та буріння вздовж продуктивного пласта. З теорії та практики скерованого буріння свердловин відомо, що на точність їх проведення істотно впливають гірничогеологічні умови. Прошарки порід, що розбурюються, мають різні фізико-механічні властивості, тому застосування однакових компоновок та відхилювачів може призвести до отримання різних результатів відносно траєкторії стовбура свердловини. Це пояснюється відмінністю фактичних діаметрів стовбурів свердловин, які утворюються при розбурюванні різних порід, а це в свою чергу впливає на напрямок буріння, оскільки діаметри ОЦЕ можуть не відповідати діаметрам свердловини. Одночасно з цим виникає також проблема можливого прихвату бурильного інструменту, особливо в продуктивному пласті.

Застосування відхилювачів та КНБК на базі вибійних двигунів, коли обертання бурильної колони в процесі поглиблення свердловини не є обов'язковим, підвищує ймовірність прихвату інструменту. Тому такі відхилювачі та компоновки використовують для керування напрямком буріння. Роторні компоновки застосовують лише для безорієнтованого збільшення або зменшення зенітного кута попередньо викривлених свердловин.

Проте існують також роторні КНБК, які дозволяють досить ефективно здійснювати проведення прямолінійних інтервалів похилих свердловин. Це дуже важливо з точки зору зменшення ймовірності прихвату бурильного інструменту та покращання виносу шламу із свердловини висхідним потоком промивальної рідини.

У НВК «Техника и организация бурения скважин» («ТОБУС», м. Москва, Росія) створено компоновки та відхилювачі з пружними опорно-центруючими та децентруючими елементами, які дають змогу бурити горизонтальні свердловини за допомогою вибійних двигунів, а також роторним способом. Це:

роторні відхилювачі, які дозволяють змінювати за командами оператора зенітний кут та азимут свердловин;

відхилювачі на базі вибійних двигунів з так званими плаваючими децентраторами, які змінюють своє положення при зміні реактивного моменту вибійного двигуна;

компоновки для безорієнтованої зміни зенітного кута свердловини в заданому азимуті та для стабілізації напрямку буріння як при роторному бурінні, так і при бурінні турбінним способом.

Роторний відхилювач «ТОБУС» (рис. 5.158) призначений для скерованого зарізання стовбура та для коректування кута і азимута свердловини при роторному бурінні. Роторний відхилювач розміщується між долотом та бурильною колоною. Він складається з долота 1, пружного центратора 2, подовжувача 3, шарнірної муфти 4, децентратора 5, осьової опори 6 та бурильних труб 7.

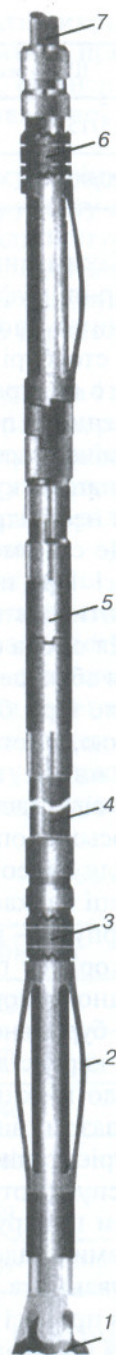


Рис. 5.158. Роторний відхилювач «ТОБУС»

Каркаси з пружними опорними планками центратора і децентратора рухомо встановлені за допомогою радіальних та осьових опор ковзання на валу центратора та на корпусі децентратора відповідно. На кожному кільці каркаса децентратора виконано скісний зуб, а на верхньому кінці нерухомої перехідної втулки децентратора — відповідний скісний паз для їх з'єднання при орієнтуванні відхилювача.

У табл. 5.48 наведено дані про роторні відхилювачі.

Таблиця 5.48

Параметри роторних відхилювачів

Шифр відхилювача	Діаметр долота, мм	Мінімальний радіус викривлення, м
PO-215/155	215,9	80
PO-120/90	120,6	70

Таким чином, роторний відхилювач складається із з'єднаних між собою за допомогою шарнірної муфти направляючої штанги з долотом та пружним центратором і децентратором з пружними опорними планками. Направляюча штанга відхилювача визначає своїм положенням у стовбурі свердловини напрямок буріння. Вісь долота відхилювача за допомогою наддолотного центратора з пружними опорними планками утримується в процесі буріння в центрі поперечного перерізу свердловини; верхня частина направляючої штанги з шарнірною муфтою зміщується децентратором від осі свердловини до стінки свердловини, протилежної заданому напрямку буріння, і утримується пружними силами опорних планок каркаса децентратора в необхідному положенні в процесі буріння.

Це стає можливим в тому разі, коли каркас децентратора рухомо встановлений на його корпусі. При поглибленні свердловини каркас силами тертя його планок об стінки свердловини притискується до верхньої торцевої опори ковзання.

Ця опора складається з трьох металевих кілець, зовнішні торці яких виготовлені рифленими для збільшення тертя між ними і відповідними опорними торцями каркаса і корпусу децентратора. При бурінні свердловини, коли корпус децентратора обертається разом з бурильною колоною, а його каркас не обертається, верхнє кільце осьової опори обертається разом із корпусом, а нижнє, нерухоме, разом із каркасом децентратора. При цьому нормований знос осьової опори відбувається за рахунок роботи сил тертя ковзання на з'єднання гладких поверхонь кілець осьової опори децентратора і центратора із змінними елементами їх конструкції.

Для переорієнтації направляючої штанги відхилювача відносно свердловини на нижньому торці каркаса децентратора виконаний скісний зуб, а на нижній опорній кільцевій поверхні корпусу — відповідний паз. Скісний зуб каркаса децентратора вступає у зчеплення з пазом його корпусу при притискуванні каркаса до нижньої опорної кільцевої поверхні корпусу та при одночасному повороті вправо останнього. Це на практиці здійснюється шляхом припіднімання бурильного інструменту та одночасного обертання його ротором бурової установки. При цьому каркас децентратора силами тертя пружних планок об стінки свердловини притискується до нижньої кільцевої поверхні, а його скісний зуб входить у зчеплення з відповідним йому пазом, виконаним на нижній опорній кільцевій поверхні корпусу.

Орієнтацію направляючої штанги відхилювача виконують за показаннями інклінометра, який спускають в діамагнітну трубу з магнітною міткою, встановленою під відхилювачем, і шляхом прокручування ротором бурильної колони зміщують каркас децентратора опорними планками в заданому напрямку буріння, потім інклінометр піднімають на денну поверхню. При скручуванні та розкручуванні бурильних труб з квадратною ведучою трубою і бурильними трубами в процесі нарощування інструменту не допускається проведення операцій в послідовності, яка призводить до переорієнтації каркаса відхилювача. Так, не допускається прокручувати інструмент вправо після виконання попередньої операції «припіднімання» або одночасно з виконанням цієї операції.

При роторному бурінні каркас децентратора не обертається, тому що він гальмується силами тертя його опорних планок об стінки свердловини і притискується ними до верхньої осьової опори. Сили тертя ковзання в радіальних опорах каркаса є істотно меншими від сил тертя його планок об стінки свердловини. При цьому плече дії останніх є більшим, ніж плече сил тертя в радіальних опорах, що разом обумовлює значне перевищення величин моменту гальмування обертанню каркаса над моментом, який намагається його обернути навколо осі децентратора.

Технічні переваги роторного відхилювача «ТОБУС» дозволяють здійснювати викривлення свердловини в заданому напрямку з розрахунковою інтенсивністю та обходитися при цьому епізодичним контролем стану відхилювача та параметрів кривизни стовбура. Інтенсивність викривлення стовбура свердловини змінюється шляхом підбору довжини направляючої штанги відхилювача за методикою НВК «ТОБУС».

Для скерованого забурювання другого стовбура або коректування напрямку буріння відхилювач припіднімають над вибоєм свердловини з повільним обертанням інструменту вправо для зчеплення скісного зуба каркаса децентратора з відповідним пазом на перехідній втулці. За допомогою інклінометричної системи опорні планки каркаса децентратора орієнтують в заданому напрямку буріння. Опускають долото на вибій, при цьому каркас через осьову опору спирається на кільцевий виступ на верхньому кінці децентратора, а скісний зуб каркаса виходить з відповідного паза перехідної втулки.

При бурінні з обертанням долота ротором бурової установки каркаси центратора і децентратора не обертаються, забезпечуючи: першим — утримання осі долота в центрі поперечного перерізу свердловини, другим — зміщення верхнього кінця подовжувача з шарнірною муфтою до стінки свердловини, протилежної заданому напрямку викривлення, та утримання їх у цьому стані в процесі буріння. Розрахункова інтенсивність викривлення стовбура свердловини забезпечується геометричними параметрами відхилювача за відомою методикою.

Для коректування напрямку стовбура свердловини при роторному бурінні, коли допускається мала інтенсивність викривлення свердловини, використовується компоновка, яка показана на рис. 5.159. Ця компоновка складається з долота 1, децентратора 2, роторного відхилювача 3. Над децентратором розміщується свердловинний блок інклінометричної телесистеми або діамантні труба з магнітною міткою для встановлення положення децентратора за допомогою вибійного інклінометра. При викривленні свердловини таким відхилювачем опорні планки децентратора орієнтують в напрямку, протилежному заданому азимуту викривлення стовбура свердловини. Характеристики компоновки для коректування напрямку буріння наведені в табл. 5.49.

Таблиця 5.49

Характеристики компоновок для коректування напрямку буріння

Шифр компоновки	Діаметр долота, мм	Діаметр ОБТ, мм
КУР-295/203	295,3	203
КУР-215/178	215,9	178
КУР-190/146	190,5	146
КУР-151/108	151,0	108
КУР-139/89	139,7	89
КУР-120/89	120,6	89

Децентратор роторного відхилювача (рис. 5.160) складається з корпусу 1, на якому рухомо встановлена перехідна втулка 2 та каркас із двома пружними опорними планками 3. Осьові опори ковзання 4 рухомо встановлені на перехіднику 5 у верхній частині децентратора. Осьова опора ковзання складається з трьох кілець — верхнього, середнього та нижнього. Середнє кільце

має гладкі торцеві опорні поверхні, верхнє — з рифленою верхньою торцевою поверхнею та гладкою нижньою, а нижнє — з рифленою нижньою торцевою поверхнею та гладкою верхньою торцевою поверхнею. Рифлення цих поверхонь кілець виконане для збільшення коефіцієнта тертя між торцевими опорними поверхнями кілець основної опори та відповідно опорними поверхнями верхнього перехідника і кільця каркаса децентратора. На нижньому кільці каркаса децентратора зроблено скісний зуб, який забезпечує можливість орієнтування каркаса децентратора у свердловині. На стовбурі між каркасом та нижнім перехідником встановлена перехідна втулка, яка за допомогою торцевого виступу нерухомо з'єднана з нижнім перехідником. На протилежній торцевій поверхні втулки виконано скісний паз для взаємодії із скісним зубом каркаса децентратора.

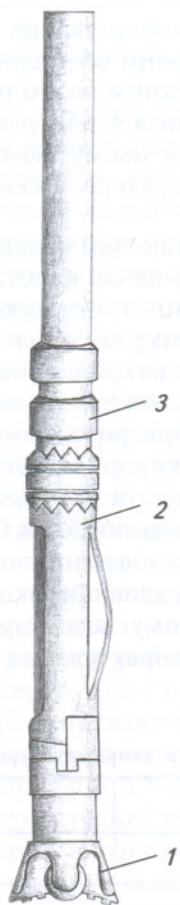


Рис. 5.159. Схема компоновки для коректування напрямку стовбура свердловини

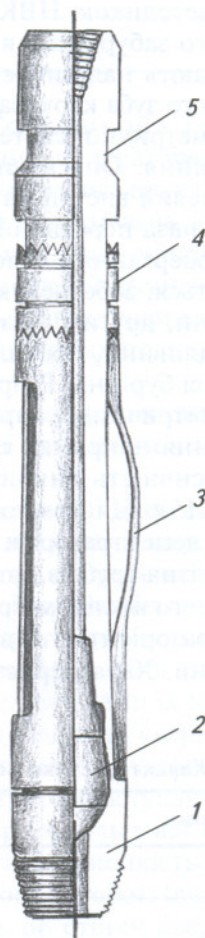


Рис. 5.160. Схема децентратора роторного відхилювача

Принцип роботи децентратора у свердловині є таким. При спуску у свердловину пружні опорні планки 3 стискуються на величину різниці габаритного діаметра децентратора і діаметра свердловини. Пружні сили планок відтискують вісь децентратора до протилежної стінки свердловини та утримують її в цьому стані під час буріння. В процесі опускання децентратора у свердловину його каркас силами тертя об стінки свердловини притискується до опорного торця перехідника через осьову опору ковзання, яка складається з трьох кілець. Під час буріння корпус децентратора обертається, а момент сили тертя опорних планок 3 об стінки сверд-

ловини не допускає обертання каркаса, тому що сумарний момент сил тертя в радіальних та осьовій опорах децентратора за рахунок істотно менших коефіцієнтів тертя і плеча дії сил тертя є недостатнім для прокручування каркаса децентратора у свердловині. Це досягнуто конструктивним виконанням децентратора.

Для зміни кута встановлення планок децентратора роторного відхилювача бурильний інструмент декілька разів припіднімають над вибоєм свердловини з обертанням його вправо. При цьому перехідна втулка притискується силами тертя каркаса до нижнього кільця, і його скісний зуб входить у зчеплення з пазом втулки. Провертаючи корпус децентратора вправо, забезпечують повертання планок каркаса децентратора на кут, величина якого контролюється інклінометром або за допомогою телесистеми.

Після виконання операції орієнтування долота опускають на вибій свердловини, при цьому скісний зуб виходить із зчеплення з відповідним йому пазом на перехідній втулці децентратора, а каркас через осьову опору впирається в кільцевий опорний торець верхнього перехідника. В цьому стані децентратора обертання його корпусу не приводить до зміни кута встановлення опорних планок каркаса, що забезпечує постійність площини його дії при бурінні свердловини.

При повертанні бурильного інструменту вліво, коли каркас децентратора перебуває своїм скісним зубом у зчепленні з пазом на перехідній втулці, завдяки похилій торцевій опорній поверхні скісного зуба він виходить із зчеплення з відповідним пазом і каркасом відтискується по стовбуру децентратора в напрямку до верхнього перехідника. Звідси зрозуміло, чому не відбувається кутового зміщення каркаса.

Таким чином, використання децентратора роторного відхилювача в різних КНБК при виконанні певних правил дозволяє:

- орієнтувати площину дії відхилювача;
- зберігати площину дії відхилювача при роторному бурінні свердловин при обертанні бурильного інструменту;
- зберігати орієнтацію площини дії відхилювача при виконанні СПО, якщо вони пов'язані з обертанням інструменту вліво;
- задавати величину відтискуючого зусилля пружних планок децентратора шляхом зміни жорсткості на згин та величини прогину пружних планок каркаса децентратора;
- попереджувати виникнення поперечних коливань низу бурильної колони.

У НВК «ТОБУС» також створена компоновка скерованого буріння КНБ на базі вибійного двигуна або турбобура (рис. 5.161). КНБ дає можливість здійснювати корекцію напрямку буріння за кутом та азимутом і проводити безорієнтований набір зенітного кута з малою інтенсивністю за допомогою обертання бурильного інструменту ротором. КНБ також дозволяє поєднувати переваги скерованого буріння вибійним двигуном і роторним способом. Компоновка складається з долота 1, децентратора плаваючого 2 та вибійного двигуна 3.

У табл. 5.50 наведені характеристики КНБ.

Технологічні переваги КНБ на базі вибійного двигуна засновані на застосуванні плаваючого децентратора (рис. 5.162). Децентратор пружний вибійного двигуна плаваючого типу призначений для зміщення осі шпинделя вибійного двигуна до стінки свердловини та утримання його в цьому стані в процесі буріння.

Децентратор складається з корпусу 1, на якому встановлені перехідна втулка 2, каркас із двома пружними опорними планками 3 і загумована нижня опора 4. Для попередження повертання опори на корпус накручується зчїпна упорна гайка 5 з лівою різьбою. Для передачі крутного моменту при докручуванні виступ перехідної втулки фіксується в пазу корпусу. Торцевий скісний зуб з гвинтоподібною опорною поверхнею в верхній частині каркаса входить у зчеплення з відповідним пазом в перехідній втулці для передачі крутного моменту при орієнтуванні децентратора і виходить із зчеплення, переборюючи вплив реактивного моменту при бурінні. Каркас децентратора виготовлений у вигляді пари циліндричних кілець, з'єднаних двома пружними планками, розміщеними одна від одної по колу на 90°. Різьба на верхньому кінці корпусу призначена для з'єднання його з корпусом.

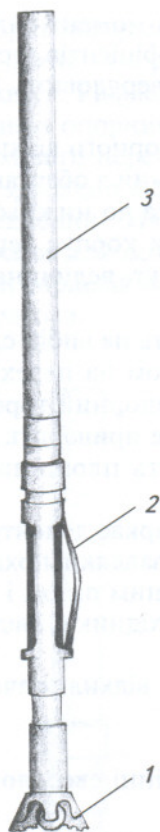


Рис. 5.161. Схема компоновки скерованого буріння КНБ

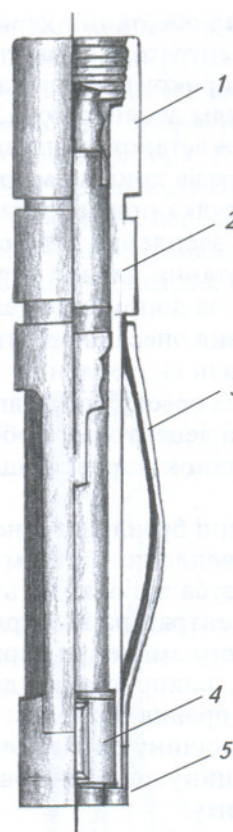


Рис. 5.162. Схема децентратора вибійного двигуна плаваючого

Таблиця 5.50

Характеристики компоновок скерованого буріння

Шифр компоновки	Діаметр долота, мм	Діаметр вибійного двигуна, мм
КНБ-295/240	295,3	240
КНБ-215/172	215,9	172
КНБ-190/145	190,5	145
КНБ-151/127	151,0	127
КНБ-151/105	151,0	105
КНБ-146/105	146,0	105
КНБ-139/105	139,7	105
КНБ-120/105	120,6	105
КНБ-120/95	120,6	95

Всередину корпусу вставляється подовжувач, який верхнім кінцем з'єднується з шпинделем вибійного двигуна і передає крутний момент на низ бурильної колони.

У табл. 5.51 наведено характеристики вибійних плаваючих децентраторів.

Децентратор забезпечує орієнтоване викривлення свердловини і переборює вплив реактивного моменту вибійного двигуна на зміну напрямку буріння.

Характеристики вибійних плаваючих децентраторів

Параметр	Шифр децентратора		
	ДДП-295/240	ДДП-215/172	ДДП-120/105
Діаметр долота, мм	295,3	215,9	120,6
Діаметр двигуна, мм	240	172	105
Відстань від основи кільця до краю планки в ненавантаженому стані, мм	275	200	128
Довжина децентратора без подовжувача, мм	1735	1385	1795
Діаметр прохідного отвору подовжувача, мм	108	48	25
Тип приєднувальної різьби: на корпусі на подовжувачі	РКТ 218×6,35×1:16 3-147	МК 156×5,5×1:32 МК 110×6×1:8	МК 94×4×1:32 3-66
Маса, кг	380	170	94

Використання децентратора вибійного двигуна дозволяє:
орієнтувати у свердловині площину дії децентратора в заданому напрямку за допомогою телесистеми або вибійного інклінометра;

утримувати площину дії децентратора в заданому положенні в процесі буріння свердловини;
виключати вплив реактивного моменту вибійного двигуна на кут встановлення опорних планок каркаса децентратора;

попереджувати зміну кута встановлення опорних планок при відриванні долота від вибою в процесі буріння;

здійснювати нарощування інструменту без змін кута встановлення опорних планок децентратора;

змінювати пружну силу планок децентратора шляхом зміни їх жорсткості і початкового їх прогину;

зменшувати інтенсивність поперечних коливань вибійного двигуна.

Аналіз результатів скерованого буріння безорієнтованими компоновками, які широко застосовуються на практиці, показав, що основною причиною недотримання розрахункових параметрів є зміна гірничогеологічних умов буріння свердловин на інтервалах відробки одного долота. Насправді, при перехрещенні похилим стовбуром різних прошарків гірських порід реєструються ділянки стабілізації, зменшення зенітного кута або його збільшення. Ці ділянки належать до різних за фізико-механічними властивостями прошарків, що веде до утворення стовбурів різного діаметра.

Так, при бурінні рихлих м'яких порід, як правило, діаметр свердловини перевищує діаметр долота, а при бурінні в твердих породах — діаметр свердловин у просвіті є меншим від діаметра долота. Разом з тим зустрічаються породи, в яких діаметр свердловини збігається з діаметром долота. Дослідження стовбурів пробурених свердловин свідчать, що фактичні їхні діаметри є більшими від номінальних на 10—15%, а при звуженні стовбурів їхні діаметри зменшуються на 1,5% від номінального.

Знос стандартних ОЦЕ за діаметром впливає на напрямок буріння так само, як збільшення діаметра свердловини на відповідну величину.

Через ці причини проходження прямолінійних похилих стовбурів свердловин компоновками із звичайними ОЦЕ в перемінних за міцністю породах неможлива. Режим технічної задачі — буріння прямолінійних похилих стовбурів у різних породах — стає можливим, якщо утримувати в центрі поперечного перерізу свердловини вісь долота і вісь верха направляючої штанги компоновки.

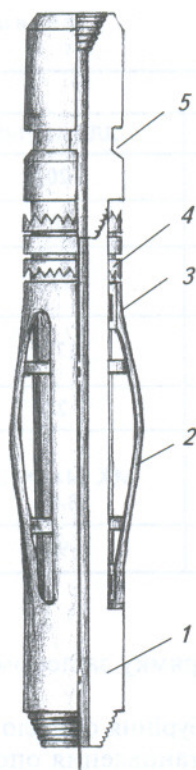


Рис. 5.163. Схема центратора пружного ЦУ

НВК «ТОБУС» розробила для цих робіт спеціальні опорно-центруючі елементи КНБК — центратори пружні ЦУ (рис. 5.163).

Центратор складається із ствола 1, на якому розміщені з обох кінців замкові різьби. На проточній частині корпусу розташований каркас 2 з дугоподібними пружними опорними планками. Цей каркас встановлюється рухомо за допомогою радіальної 3 і осевих 4 опор. Пересування каркаса обмежується в радіальному напрямку перехідником 5, накрученим на різьбу на кінці стовбура з боку проточки. У вільному стані зовнішній діаметр пружного центратора по опорних планках каркаса є більшим від діаметра долота. Завдяки жорсткості на згин опорних планок каркаса вісь долота утримується в центрі стовбура свердловини при будь-яких значеннях зенітних кутів і будь-яких діаметрах

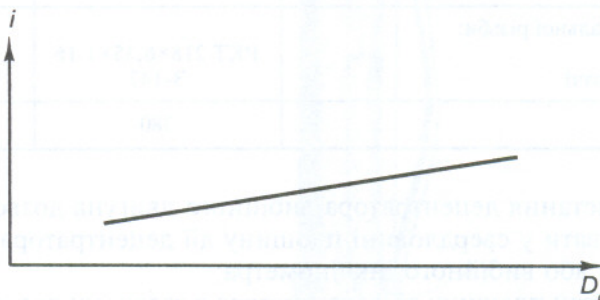


Рис. 5.164. Якісний вплив зміни фактичного діаметра свердловини (D_c) на інтенсивність викривлення її стовбура (i) при бурінні компоновкою з наддолотним центратором випуску НВК «ТОБУС»

долота, що не перевищують зазначений діаметр центратора. При звуженні стовбура пружні планки каркаса деформуються, подовжуючи каркас у межах гарантованого зазору між ним і осевими опорами.

При бурінні пружний каркас центратора не обертається відносно стінок свердловини і притискується силою до осевих опор, які зношуються при обертанні вала центратора і є змінними елементами останнього.

Зміна фактичного діаметра свердловини D_c призводить до збільшення інтенсивності викривлення її стовбура i (рис. 5.164).

У табл. 5.52 наведені технічні характеристики пружних центраторів типу ЦУ.

Таблиця 5.52

Технічні характеристики пружних центраторів типу ЦУ

Параметр	Шифр пружного центратора						
	ЦУ-295/175	ЦУ-215/144	ЦУ-190/120	ЦУ-151/95	ЦУ-146/80	ЦУ-140/80	ЦУ-120/79
Діаметр долота, мм	295,3	215,9	190,5	151,0	146,0	139,7	120,6
Довжина центратора, мм	2183	1903	1588	1370	1370	1370	1370
Діаметр прохідного отвору, мм	110	50	60	38	25	25	25
Довжина каркаса, мм	1100	850	850	850	850	850	850
Приєднувальна різьба: верх (муфта) низ (ніпель)	3-171 3-171	3-121 3-117	3-121 3-117	3-76 3-88	3-76 3-88	3-76 3-88	3-76 3-76
Маса, кг	465	302	275	112	86	86	86

За технологією НВК «ТОБУС» керування напрямком буріння зводиться до визначення орієнтації направляючої штанги компоновки відносно стінок свердловини. Для викривлення свердловин із заданою інтенсивністю направляючу штангу з'єднують з вищерозташованим елементом компоновки за допомогою шарнірної муфти (рис. 5.165). Муфта виконує роль роздільника бурильної колони по згинаючому моменту з метою зниження жорсткості та попередження зламів колони, а також для збільшення інтенсивності штучного викривлення стовбура свердловини.

При дії сил, які стискають муфту, сфера вала 1 опирається на нижню п'яту 2 і через неї на перехідник 3. Осьове розтягальне зусилля від перехідника передається до корпусу 4 через приєднувальну різьбу, а від корпусу до сфери вала через складену п'яту 5, яка опирається на внутрішній упорний торець корпусу. Крутний момент від перехідника 6 за допомогою різьби, шпонки 7, кулачків напівмуфти 8 і корпусу муфти передається різьбою останнього на перехідник 3. Герметизація досягається набором ущільнюючих манжет 9, вставлених у сферичний проточці на внутрішній циліндричній поверхні корпусу муфти. При передачі крутного моменту та осьових навантажень через муфту завдяки нормованим зазорам в кулачковому з'єднанні вісь вала має можливість відхилятися від осі корпусу на кут до 2°.

У табл. 5.53 наведено характеристики муфт НВК «ТОБУС».

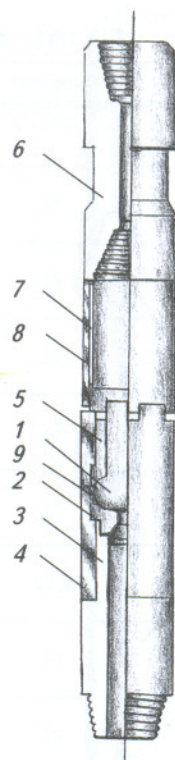


Рис. 5.165. Схема муфти шарнірної

Таблиця 5.53

Характеристики муфт НВК «ТОБУС»

Параметр	Шифр муфт				
	МШ-229	МШ-172	МШ-145	МШ-95	МШ-95М
Діаметр зовнішній, мм	229	172	145	95	95
Довжина, мм	1221	1053	1009	839	839
Кут перекосу осей, град	2	2	2	2	2
Осьове стискувальне навантаження при обертанні (без обертання), кН	350 (750)	250 (500)	200 (400)	125 (250)	125 (250)
Осьове розтягальне навантаження при обертанні (без обертання), кН	75 (500)	50 (300)	38 (240)	25 (160)	25 (160)
Крутний момент при обертанні (без обертання), який передається муфтою, кН·м	15,0 (30,0)	10,0 (20,0)	7,5 (15,0)	3,8 (7,6)	3,8 (7,6)
Робочий тиск в каналі, МПа	12,5	12,5	12,5	10,0	10,0
Діаметр прохідного отвору, мм	60	40	40	20	20
Приєднувальна різьба: верх (муфта) низ (ніпель)	3-147 3-147	МК110×6×1:8 3-121	3-117 3-121	3-66 3-76	МК50×4×1:16 3-76
Маса, кг	295	170	126	48	48

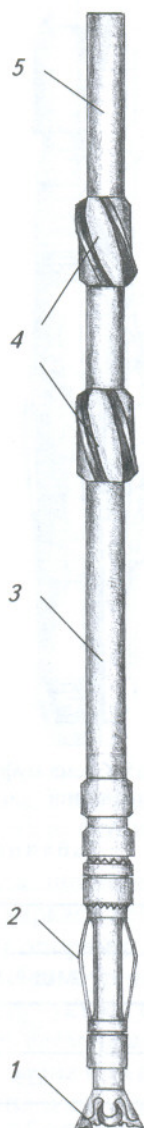


Рис. 5.166. Схема роторної компоновки для стабілізації напрямку буріння похилих стовбурів свердловин

Керування викривленням при бурінні компоновками з пружними наддолотними центраторами виконується таким чином. Долото (його вісь) утримується за допомогою пружного центратора в центрі поперечного перерізу свердловини незалежно від зміни в певних межах її фактичного діаметра і від зносу по товщині опорних планок центратора. Верх направляючої штанги в місці зламу шарнірної муфти під дією нижньої складової КНБК зміщується від осі свердловини до її нижньої стінки. Це призводить до безорієнтованого збільшення зенітного кута попередньо викривлених свердловин.

Для буріння прямолінійних інтервалів свердловин разом з утриманням в процесі буріння осі долота в центрі поперечного перерізу свердловини також забезпечується центрування в стовбурі осі верхньої частини направляючої штанги. Це досягається шляхом встановлення в цьому місці другого пружного центратора або, якщо направляючу штангу обертають при бурінні, звичайного калібратора.

При бурінні інтервалів стабілізації зенітного кута і азимута для утримання верха направляючої штанги в центрі поперечного перерізу свердловини і визначення впливу згину бурильної колони на стан осі направляючої штанги КНБК направляючу штангу з'єднують з вищерозташованим елементом компоновки за допомогою двох розташованих підряд калібраторів. У цьому разі шарнірна муфта не використовується. Така роторна компоновка для стабілізації напрямку буріння похилих стовбурів свердловин показана на рис. 5.166 і в табл. 5.54. Компоновка включає в себе долото 1, центратор пружний 2, подовжувач 3, калібратори 4, ОБТ 5.

Така компоновка виключає згин бурильної колони та зміну фактичного діаметра свердловини на направлення буріння.

За технологією та при допомозі спеціальних технічних засобів, створених у НВК «ТОБУС», успішно пробурені в період з 1991 по 1997 рр. перші горизонтальні свердловини в основних нафтодобувних регіонах колишнього СРСР: на родовищах Нижневартовська, Нефтеюганська, Лангепаса в Західному Сибіру; на Оренбурзькому родовищі в Приураллі; родовищі Каражанбас в Республіці Казахстан; Кюровдагському родовищі в Республіці Азербайджан; Талаканському родовищі в Республіці Саха (Якутія); Усинському родовищі в Республіці Комі та Ново-Уренгойському родовищі в Приполяр'ї (табл. 5.55).

На рис. 5.167—5.169 показані характерні профілі пробурених свердловин.

Таблиця 5.54

Основні параметри компоновок для стабілізації напрямку буріння похилих стовбурів свердловин

Шифр компоновки	Діаметр долота, мм	Діаметр ОБТ, мм
СНР-295/203	295,3	203
СНР-215/178	215,9	178
СНР-190/146	190,5	146
СНР-151/108	151,0	108
СНР-139/89	139,7	89
СНР-120/89	120,6	89

Дані про буріння деяких горизонтальних свердловин за технологією НВК «ТОБУС»

Номер свердловини	Об'єднання, підприємство	Родовище	Продуктивний пласт	Глибина по вертикалі, м	Довжина стовбура, м	Товщина продуктивного пласта, м	Довжина горизонтальної ділянки, м
25738	«Нижневартовск-нефтегаз»	Самотлорське	АБ, 1-2 Рябчик	1765	2027	25	208
29297	Те саме	Те саме	Те саме	1766	2326	25	441
29299	—"	—"	—"	1773	2112	25	217
1-ГТ	«Оренбурггазпром»	Оренбурзьке	Артинський ярус	1725	2272	25	410
2-ГТ	Те саме	Те саме	Те саме	1775	2330	25	430
3-ГТ	—"	—"	—"	1790	2350	17,8	573
871	«Союзтермнефть»	Зибза—Глибокий Яр	Кумська світа	700	920	30	150
1006	Те саме	Те саме	Те саме	1160	1400	30	210
1374	«Каражанбас-термнефть»	Каражанбас	Пласт Г	300	510	20	124
1376	Те саме	Те саме	Те саме	300	457	20	72
2658	«Лангепаснефтегаз»	Нивайське	Васюганська світа	2769	3282	15	189
179-76	«Ленанефтегаз-геология»	Талаканське	Осинський горизонт	1085	1184	15	124
2390	ПО «Юганскнефтегаз»	Мало-Баликське	БС10	2770	3084	24	254
3950	АО «Юганскнефтегаз»	Те саме	БС17	2676	3084	8	238
1002	Те саме	Обнинське	ЮС2	3020	3360	20	249
3177	—"	Мало-Баликське	БС17	2757	3060	21	201
1260	«Азербайджанская Нефтяная Компания»	Кюровдаг	І горизонт ПТ	2378	2690	15	217
1-13-02	АОЗТ «Роспан Интернешнл»	Східно-Уренгойське	Ачимовське відкладення	3662	4136	64	227
2-10-02	Те саме	Ново-Уренгойське	Те саме	3684	3810	84	153

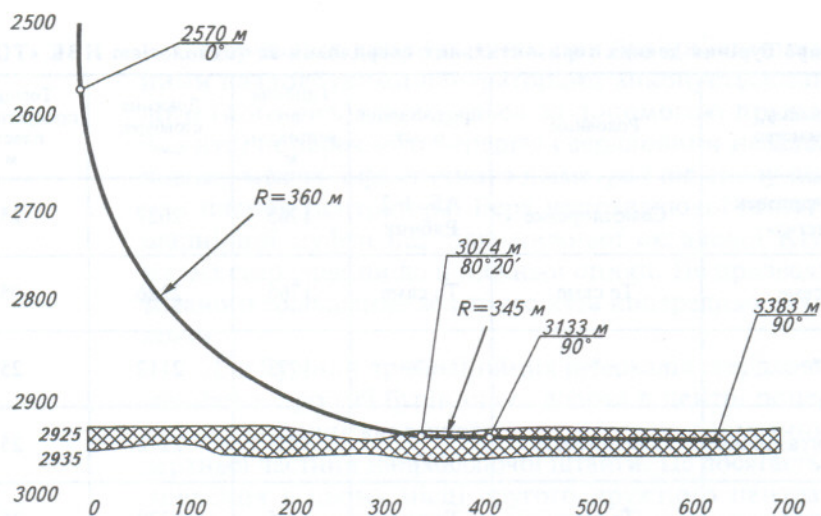


Рис. 5.167. Профіль горизонтальної св. № 1002 (Обнинське родовище, Західний Сибір, 1995 р.)

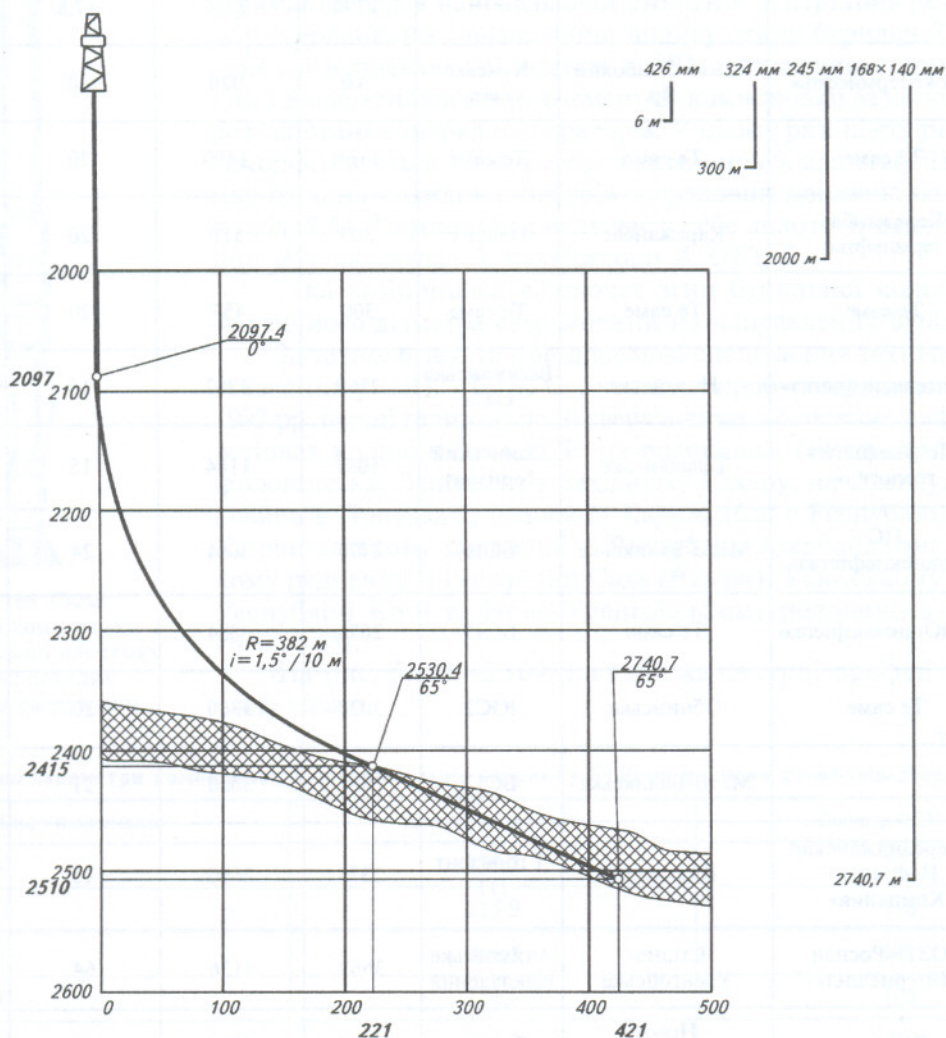


Рис. 5.168. Профіль скерованої св. № 1260 (Кюровдаг, Республіка Азербайджан, 1996 р.)

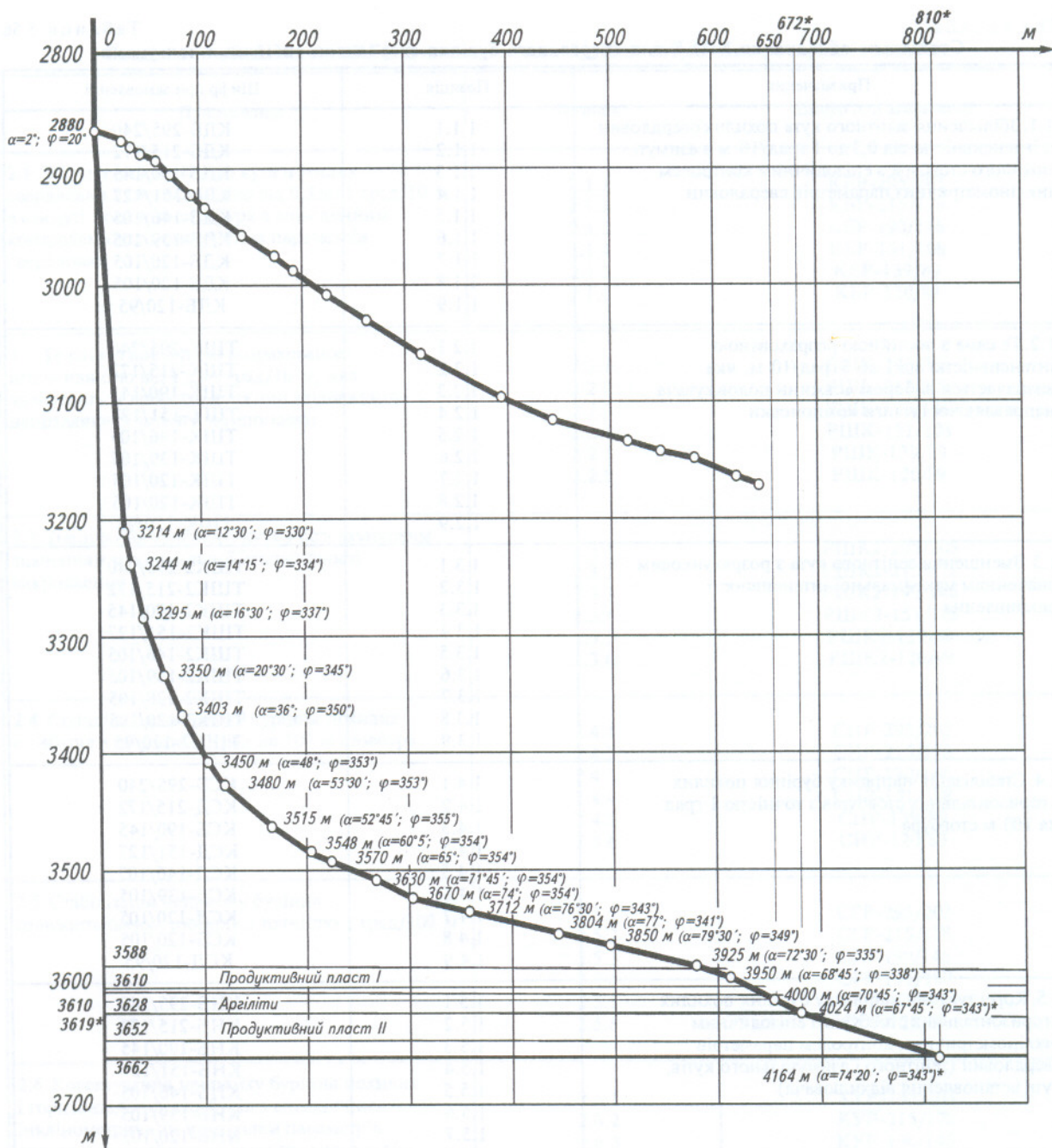


Рис. 5.169. Вертикальна та горизонтальна проекції св. № 1-13-02 (Новий Уренгой, Приполяр'я, Росія, 1997 р.): α —зенітний кут; φ —азимут; радіус круга допуску—100 м; зірочкою позначено розрахункові величини (на глибині 3610 м: $\alpha=68^{\circ}45'$; $\varphi=343^{\circ}$; віддалення від вертикалі—650 м; довжина стовбура—4000 м)

У табл. 5.56 та 5.57 наведено перелік спеціального обладнання КНБК для скерованого буріння свердловин вибійними двигунами і роторним способом, а у табл. 5.58 — елементи цих компоновок.

Спеціальне обладнання КНБК для скерованого буріння свердловин вибійними двигунами

Призначення	Позиція	Шифр при замовленні
1.1. Збільшення зенітного кута похилих свердловин з інтенсивністю від 0,3 до 1 град/10 м в азимуті похилого стовбура з епізодичним контролем інклінометричних параметрів свердловин	1.1.1	КДБ-295/240
	1.1.2	КДБ-215/172
	1.1.3	КДБ-190/145
	1.1.4	КДБ-151/127
	1.1.5	КДБ-146/105
	1.1.6	КДБ-139/105
	1.1.7	КДБ-120/105
	1.1.8	КДБ-120/105
	1.1.9	КДБ-120/95
1.2. Те саме з постійною розрахованою інтенсивністю від 1 до 5 град/10 м, яка визначається вибором довжини подовжувача направляючої штанги компоновки	1.2.1	ТШК-295/240
	1.2.2	ТШК-215/172
	1.2.3	ТШК-190/145
	1.2.4	ТШК-151/127
	1.2.5	ТШК-146/105
	1.2.6	ТШК-139/105
	1.2.7	ТШК-120/105
	1.2.8	ТШК-120/105
	1.2.9	ТШК-120/95
1.3. Зменшення зенітного кута з розрахунковим значенням максимальної інтенсивності викривлення	1.3.1	ТШК2-295/240
	1.3.2	ТШК2-215/172
	1.3.3	ТШК2-190/145
	1.3.4	ТШК2-151/127
	1.3.5	ТШК2-146/105
	1.3.6	ТШК2-139/105
	1.3.7	ТШК2-120/105
	1.3.8	ТШК2-120/105
	1.3.9	ТШК2-120/95
1.4. Стабілізація напрямку буріння похилих і горизонтальних стовбурів з точністю 1 град на 100 м стовбура	1.4.1	КСБ-295/240
	1.4.2	КСД-215/172
	1.4.3	КСБ-190/145
	1.4.4	КСД-151/127
	1.4.5	КСД-146/105
	1.4.6	КСБ-139/105
	1.4.7	КСД-120/105
	1.4.8	КСБ-120/105
	1.4.9	КСД-120/95
1.5. Коректування напрямку буріння похилих і горизонтальних стовбурів з епізодичним інклінометричним контролем параметрів свердловин (зенітного і азимутального кутів, кута встановлення відхилювача)	1.5.1	КНБ-295/240
	1.5.2	КНБ-215/172
	1.5.3	КНБ-190/145
	1.5.4	КНБ-151/127
	1.5.5	КНБ-146/105
	1.5.6	КНБ-139/105
	1.5.7	КНБ-120/105
	1.5.8	КНБ-120/105
	1.5.9	КНБ-120/95
1.6. Викривлення стовбура свердловини в заданому напрямку з розрахованою інтенсивністю. Буріння горизонтальних стовбурів	1.6.1	КГБ-295/240
	1.6.2	КГБ-215/172
	1.6.3	КГБ-190/145
	1.6.4	КГБ-151/127
	1.6.5	КГБ-146/105
	1.6.6	КГБ-139/105
	1.6.7	КГБ-120/105
	1.6.8	КГБ-120/105
	1.6.9	КГБ-120/95

Примітка. У графі «Шифр при замовленні» цифрами позначені в мм діаметри долота/вибійного двигуна.

Спеціальне обладнання КНБК для скерованого буріння свердловин роторним способом

Призначення	Позиція	Шифр при замовленні
2.1. Збільшення зенітного кута похилих свердловин з інтенсивністю від 0,3 до 1 град/10 м в азимуті похилого стовбура з епізодичним контролем інклінометричних параметрів свердловин	2.1.1 2.1.2 2.1.3 2.1.4 2.1.5 2.1.6	КБР-295/203 КБР-215/178 КБР-190/146 КБР-151/108 КБР-139/89 КБР-120/89
2.2. Те саме з постійною розрахованою інтенсивністю від 1 до 5 град/10 м, яка визначається вибором довжини подовжувача направляючої штанги компоновки	2.2.1 2.2.2 2.2.3 2.2.4 2.2.5 2.2.6	РШК-295/203 РШК-215/178 РШК-190/146 РШК-151/108 РШК-139/89 РШК-120/89
2.3. Зменшення зенітного кута з розрахунковим значенням максимальної інтенсивності викривлення	2.3.1 2.3.2 2.3.3 2.3.4 2.3.5 2.3.6	РШК2-295/203 РШК2-215/178 РШК2-190/146 РШК2-151/108 РШК2-139/89 РШК2-120/89
2.4. Стабілізація напрямку буріння похилих стовбурів з точністю 1 град на 100 м стовбура	2.4.1 2.4.2 2.4.3 2.4.4 2.4.5 2.4.6	СНР-295/203 СНР-215/178 СНР-190/146 СНР-151/108 СНР-139/89 СНР-120/89
2.5. Стабілізація напрямку буріння горизонтальних стовбурів з точністю 1 град/100 м	2.5.1 2.5.2 2.5.3 2.5.4 2.5.5 2.5.6	СГР-295/203 СГР-215/178 СГР-190/146 СГР-151/108 СГР-139/89 СГР-120/89
2.6. Коректування напрямку буріння похилих і горизонтальних стовбурів з епізодичним інклінометричним контролем параметрів свердловин (зенітного і азимутального кутів, кута встановлення відхилювача)	2.6.1 2.6.2 2.6.3 2.6.4 2.6.5 2.6.6	КУР-295/203 КУР-215/178 КУР-190/146 КУР-151/108 КУР-139/89 КУР-120/89
2.7. Викривлення стовбура свердловини в заданому напрямку із розрахованою інтенсивністю. Буріння прямолінійних інтервалів похилих і горизонтальних стовбурів. Розширення стовбура свердловини	2.7.1 2.7.2 2.7.3 2.7.4 2.7.5	РО-295/203 РО-215/178 РО-190/146 РО-139/89 РО-120/89

Примітка. У графі «Шифр при замовленні» цифрами позначені в мм діаметри долота/направляючої штанги.

Елементи КНБК для скерованого буріння

Елемент і його призначення	Позиція	Шифр при замовленні
3.1. Центратор пружний. Утримання осі долота або іншого елемента компоновки в центрі поперечного перерізу стовбура свердловини при зміні її фактичного діаметра. Попередження виникнення і демпфування поперечних коливань бурильної колони	3.1.1 3.1.2 3.1.3 3.1.4 3.1.5 3.1.6 3.1.7	ЦУ-295/175 ЦУ-215/144 ЦУ-190/120 ЦУ-151/95 ЦУ-146/80 ЦУ-139/80 ЦУ-120/79
3.2. Муфта шарнірна. Роздільник бурильної колони по згинальному моменту. Для збільшення інтенсивності викривлення свердловин	3.2.1 3.2.2 3.2.3 3.2.4 3.2.5	МШ-229 МШ-172 МШ-145 МШ-95 МШ-95М
3.3. Центратор вибійного двигуна. Утримання осі шпинделя вибійного двигуна в центрі поперечного перерізу свердловини при зміні її діаметра	3.3.1 3.3.2 3.3.3 3.3.4 3.3.5 3.3.6 3.3.7	ЦЗД-259/240 ЦЗД-215/172 ЦЗД-190/145 ЦЗД-151/127 ЦЗД-139/105 ЦЗД-120/105 ЦЗД-120/95
3.4. Децентратор вибійного двигуна фіксований. Зміщення осі шпинделя вибійного двигуна до певної стінки свердловини і утримання в цьому положенні в процесі буріння	3.4.1 3.4.2 3.4.3 3.4.4 3.4.5 3.4.6 3.4.7	ДЗД-259/240 ДЗД-215/172 ДЗД-190/145 ДЗД-151/127 ДЗД-139/105 ДЗД-120/105 ДЗД-120/95
3.5. Децентратор вибійного двигуна плаваючий. Те саме, виключає вплив реактивного моменту вибійного двигуна на кут встановлення опорних планок	3.5.1 3.5.2 3.5.3 3.5.4 3.5.5 3.5.6 3.5.7 3.5.8	ДДП-259/240 ДДП-215/172 ДДП-190/145 ДДП-151/127 ДДП-151/145 ДДП-146/105 ДДП-139/105 ДДП-120/105
3.6. Децентратор роторної компоновки. Зміщення осі направляючої штанги роторної компоновки до певної стінки свердловини і утримання її в цьому положенні в процесі буріння	3.6.1 3.6.2 3.6.3 3.6.4 3.6.5	ДРК-295/203 ДРК-215/178 ДРК-190/146 ДРК-139/89 ДРК-120/89
3.7. Подовжувач направляючої штанги. Зміна інтенсивності викривлення свердловини	3.7.1 3.7.2 3.7.3 3.7.4 3.7.5 3.7.6 3.7.7 3.7.8 3.7.9	УНШ-203/500 УНШ-203/1000 УНШ-203/2000 УНШ-146/500 УНШ-146/1000 УНШ-146/2000 УНШ-95/250 УНШ-95/500 УНШ-95/1000

Примітка. У графі «Шифр при замовленні» цифрами позначені в мм: позиції 3.1 — діаметри долота/вала; позиції 3.2 — діаметр муфти; позиції 3.3—3.5 — діаметри долота/вибійного двигуна; позиції 3.6 — діаметри долота/направляючої штанги; позиції 3.7 — зовнішній діаметр подовжувача/довжина подовжувача.

5.9.10. ОСОБЛИВОСТІ ТЕХНОЛОГІЇ БУРІННЯ БАГАТОВИБІЙНИХ СВЕРДЛОВИН

Проектування та спорудження БВС здійснюють з метою розробки нафтогазових родовищ із шаруватими продуктивними пластами і низькими пластовими тисками. Використання БВС сприяє значному підвищенню їх дебіту та нафтогазовилученню продуктивних пластів.

Різноманіття гірничогеологічних умов на родовищах нафти і газу потребує індивідуального підходу до вибору траєкторій, а також конструкцій БВС (див. розділ 5.1.4).

Конструкцію БВС вибирають з умови вибурювання додаткових стовбурів з інтервалу, складеного стійкими гірськими породами, оскільки в ході забурювання відгалужень стовбур свердловини має бути відкритим. При цьому забурювання додаткового стовбура спрощується.

Основні вимоги до конструкції БВС зводяться до таких:

стовбур основної свердловини має дозволяти проходження до вибоїв нових стовбурів відхиляючих компоновок з необхідними геометричними параметрами;

у всіх інтервалах стовбура має бути забезпечена можливість викривлення свердловини з максимальною інтенсивністю;

на всіх ділянках свердловини має забезпечуватися кріплення викривлених інтервалів стандартними обсадними трубами;

по можливості стовбур свердловини має дозволяти проведення геофізичних досліджень.

БВС, яка має закінчуватися горизонтальним стовбуром у продуктивному горизонті з zenітним кутом 60° — 70° , розглядається як дуже викривлена.

Досвід експлуатації показав, що обсадні труби діаметром 146; 168 і 219 мм можуть бути використані для кріплення різко викривлених свердловин, причому допустима їх попередня перфорація отворами діаметром 8—20 мм з інтенсивністю 20 отворів на 1 м. Як вказують А.Г. Калінін, Н.А. Григорян та Б.З. Султанов, труби діаметром 146 і 168 мм опускали в стовбури з радіусом кривизни 50—60 м. Обсадні труби діаметром 273; 324 і 377 мм можуть бути опущені у свердловини з радіусом кривизни до 140—250 м.

Для буріння розгалужень БВС з горизонтальним входженням у пласт використовують **відхиляючі компоновки** як із стандартним, так і з нестандартним інструментом.

Для набору кривизни застосовують серійні турбобури-відхилювачі типів ТО і ТО2, технічна характеристика яких наведена у табл. 2.122 (розділ 2.4.1, том 1). Турбобури-відхилювачі складаються з турбінної і шпіндельної секцій, корпуси яких з'єднуються з допомогою викривленого перехідника з кутом перекошування $1^{\circ}30'$ (тип ТО) та 1° ; $1^{\circ}15'$; $1^{\circ}30'$ і 2° (тип ТО2).

Застосовують також відхиляючі компоновки на базі гвинтових двигунів (див. розділ 5.9.1).

Достовірність **орієнтування відхилювача з допомогою інклінометра і магнітного перевідника** у свердловинах при zenітних кутах 30° і більше істотно зменшується, а при кутах понад 45° надійно зорієнтувати відхилювач за цим методом практично не вдається. Це пояснюється тим, що при великих кутах викривлення площина обертання бусолі інклінометра виходить з площини дії магніта в перевіднику, при цьому стрілка бусолі може зупинитись у довільному положенні.

Тому при бурінні горизонтальних свердловин потрібно використовувати спеціальний магнітний перевідник з декількома магнітами, розміщеними у вертикальній площині, і спеціальний інклінометр для орієнтування відхилювача при великих zenітних кутах. У такому інклінометрі рамка zenітного кута фіксується у певному положенні і не дозволяє бусолі вийти із площини дії магнітів.

Під час буріння горизонтальних і багатовибійних свердловин виникає необхідність у **промислово-геофізичних дослідженнях**. Для ділянок стовбура свердловин із zenітними кутами понад 60° , де прилади під дією власної ваги не рухаються ні в бурильних трубах, ні у відкритому стовбурі, застосовуються *пристрої з примусовою доставкою їх промивальною рідиною по бурильних трубах до вибою свердловини*.

Схема проведення геофізичних досліджень через бурильну колону показана на рис. 5.170.

Перед початком робіт на каротажному кабелі роблять спеціальне рознімне з'єднання, яке має бути на відстані, рівній довжині свердловини з запасом 10—15 м, якщо рахувати від

каротажного приладу. Потім кабель пропускають через ролики кронблока і блок-балансу та приєднують до нього геофізичний прилад. У свердловину спускають бурильну колону, в кінці якої є воронка для полегшення входу приладу в труби після закінчення досліджень. На верхній кінець бурильних труб накручують корпус ущільнювальної головки, і снаряд опускають у труби доти, поки він рухається під дією власної ваги. Після зупинки приладу кабель герметизують за допомогою ущільнювача, приєднують до нього шланг та починають протискувати кабель із снарядом потоком промивальної рідини.

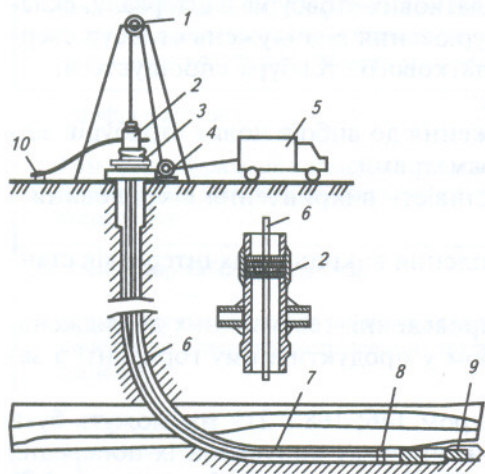


Рис. 5.170. Схема проведення геофізичних робіт через бурильну колону:

- 1—ролик на кронблочі вишки;
- 2—ущільнювальна головка; 3—стіл ротора;
- 4—блок-баланс; 5—каротажна станція;
- 6—кабель; 7—бурильні труби; 8—воронка;
- 9—геофізичний прилад; 10—шланг до бурового насоса або вертлюга

Вихід геофізичного приладу з бурильних труб визначають за показаннями контрольно-вимірювальних приладів каротажної станції.

Для проведення промислово-геофізичних досліджень горизонтальних ділянок свердловин застосовують *спуск приладів на НКТ*. Геофізичний прилад закріплюють на нижньому кінці НКТ і опускають в горизонтальний стовбур. Інформація на поверхню передається по каротажному кабелю, який в нижній частині НКТ проходить всередині них, а у верхній, що відповідає довжині горизонтального стовбура, — зовні. Технологія забезпечує оперативний і надійний спуск геофізичних приладів, застосовується як при бурінні, так і при експлуатації горизонтальних і багатовибійних свердловин.

Відома також *технологія геофізичних досліджень горизонтальних свердловин з допомогою гнучких труб*. На барабан лебідки великого діаметра (понад 2 м) намотують гнучкі труби діаметром 32 мм, всередині яких пропущений каротажний кабель. Гнучкі труби із закріпленим на їх кінці геофізичним приладом проштовхують в горизонтальний стовбур свердловини. Завдяки пружності гнучкі труби досягають вибою при довжинах горизонтального стовбура 500 м і більше.